

На правах рукописи

ВУ ВЬЕТ ТХАНЬ

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ КИСЛОТНОЙ КОМПОЗИЦИИ
ДЛЯ УСЛОВИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР**

1.4.10 – Коллоидная химия

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Москва – 2022

Работа выполнена на кафедре технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»).

Научный руководитель:

Губанов Владимир Борисович

К.т.н., с. н. с.

ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина»

Официальные оппоненты:

Ленченкова Любовь Евгеньевна

Д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газонефтяных месторождений, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Бриков Александр Валериевич

К.т.н., начальник сектора материаловедения и защиты от коррозии ООО «Сахалинская Энергия»

Ведущая организация:

ООО «Уфимский Научно-Технический Центр»

Защита диссертации состоится «16» февраля 2023 г. в 16⁰⁰ на заседании диссертационного совета 24.2.369.01 на базе ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» по адресу: 119991, Москва, Ленинский проспект, 65, корп. 1. (аудитория 541).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» и на сайте университета https://www.gubkin.ru/diss2/files/d01-Vu_Viet_Thanh/Dissertation_Vu_Viet_Thanh.pdf

Автореферат разослан « » 202 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета
24.2.369.01, д.х.н.



Е.С. Бобкова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Добыча нефти во Вьетнаме, на данный момент осуществляется на целом ряде месторождений: «Белый Тигр», «Белуга», «Дракон», «Белый Медведь», «Южный Дракон - Дой Мой», «Белый Заяц». Среди них месторождение «Белый Тигр», которое несмотря на то, что введено в эксплуатацию более 35 лет назад, является до сих пор наиболее крупным месторождением по объему добываемой продукции. Несмотря на столь высокие показатели, количество нефти, которое добывается, стремительно снижается. Так, если в начале разработки подавляющая часть добытой нефти приходилась на промышленные залежи кристаллического трещиноватого коллектора фундамента, то в 2021 году годовой уровень добычи нефти из фундамента составил только 50 %. Другая половина добытой нефти была получена из осадочного чехла, представленного преимущественно терригенными породами верхнего и нижнего олигоцена (16% от общей добычи нефти), и нижнего миоцена (34 % от общей добычи нефти). Поэтому одной из важнейших задач нефтедобывающей отрасли Вьетнама является поддержание на максимально возможном уровне дебитов добывающих скважин на месторождении в целом и эксплуатационных объектах нижнего миоцена в частности.

На каждом из этапов процесса разработки, а также добычи нефтяного сырья ухудшаются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов в призабойной зоне пласта (ПЗП) добывающих скважин. Для их восстановления применяются разнообразные методы интенсификации добычи нефти, в том числе и кислотные обработки.

Проведенные ранее исследования и анализ результатов уже выполненных кислотных обработок на месторождении Белый Тигр для стимуляции добычи нефти в большинстве своем показывают, что в настоящее время особую практическую значимость и актуальность представляет поиск более эффективных технологий кислотного воздействия на призабойную зону добывающих скважин залежей нижнего миоцена. При этом обязательно нужно учитывать высокую пластовую температуру и высокое содержание глинистых минералов в составе горных пород продуктивных отложений, вызывающих образование нерастворимых осадков при проведении обработки.

Степень разработанности темы диссертации. Одной из самых распространенных кислотных композиций, которые предназначены для осуществления процесса обработки терригенных коллекторов, является грязевая кислота. В ее состав входят фтористоводородная и соляная кислоты. Однако накопленный опыт применения данной

композиции свидетельствует о том, что вопрос об области ее эффективного применения недостаточно проработан. Общим направлением исследований в области развития технологий кислотной обработки терригенных коллекторов должно в первую очередь являться предотвращение реакций глинистых минералов путем частичной или полной замены соляной кислоты органической кислотой, а также уменьшение количества плавиковой кислоты в смеси в условиях высокой пластовой температуры.

Продолжение и систематизация исследований в данной области важны для развития технологии кислотного воздействия на призабойную зону добывающих скважин нижнего миоцена месторождения Белый Тигр.

Цель диссертационной работы – разработка и научное обоснование эффективности кислотной композиции для интенсификации добычи нефти на залежах нижнего миоцена месторождения Белый Тигр.

Основные задачи исследований:

1. Анализ уровня эффективности проводимых мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти на месторождении «Белый Тигр» в целом и эксплуатационных объектах нижнего миоцена в частности, а также текущего состояния разработки .

2. Обзор и анализ научных данных, посвященных влиянию минералогического состава и пластовой температуры продуктивного коллектора на выбор компонентного состава и эффективность кислотной композиции.

3. Подбор компонентного состава кислотной композиции для условий эксплуатационных объектов нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» с учетом минералогического состава и пластовой температуры, на основании экспериментальных оценок совместимости выбранных композиций с пластовыми флюидами, растворимости породы продуктивного коллектора, коррозионной активности.

4. Оптимизация компонентного состава эффективной кислотной композиции для условий эксплуатационных объектов нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» на основе разработанной методики.

5. Экспериментальная оценка эффективности разработанной кислотной композиции в динамических условиях процесса ее фильтрации в пористой среде продуктивного коллектора, при термобарических условиях нижнего миоцена месторождения Белый Тигр.

6. Осуществление обработки призабойной зоны добывающих скважин эксплуатационных объектов нижнего миоцена месторождения Белый Тигр в условиях шельфа Вьетнама с применением разработанной кислотной композиции.

Научная новизна работы:

1. На основе анализа результатов выполненных обработок, научно-практических рекомендаций, опубликованных в различных источниках, а также на основании исследований, проведенных в НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и в НИПИморнефтегаз (СП «Вьетсовпетро») разработана композиция для кислотной обработки ПЗП добывающих скважин нижнего миоцена месторождения Белый Тигр.

2. Предложен метод оптимизации компонентного состава кислотной композиции на основе полученной зависимости скорости расслоения нефтекислотной эмульсии от межфазного натяжения между дисперсионной средой и дисперсной фазой с учетом разницы их плотностей.

3. Представлена экспериментальная методика выполнения фильтрационных исследований для оценки эффективности разработанной кислотной композиции в процессе ее фильтрации в пористой среде продуктивного коллектора нижнего миоцена месторождения Белый Тигр.

4. Представлена последовательность технологических операций и особенности обработки ПЗП добывающих скважин нижнего миоцена месторождения Белый Тигр на шельфе Вьетнама. с использованием полученной кислотной композиции.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработана рецептура кислотной композиции, имеющей высокую термостабильность и эффективность при ее использовании в технологии интенсификации добычи нефти в условиях эксплуатационных объектов нижнего миоцена месторождения Белый Тигр.

2. Результаты, которые удалось достичь в процессе данного исследования, могут быть использованы на месторождениях с геолого-физическими характеристиками, аналогичными соответствующим характеристикам залежей нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр».

Методология и методы исследования. Для того, чтобы достичь поставленной цели и решить все необходимые задачи, был осуществлен анализ научной литературы по теме исследования, а также ряд практических лабораторных экспериментов, проведенных в соответствии с актуальными рекомендациями и использованием современного оборудования.

Положения, выносимые на защиту

1. Обоснование выбора компонентов для кислотной композиции на основании результатов исследований, выполненных в «свободном объеме».

2. Обоснование методики оптимизации компонентного состава кислотной композиции.

3. Обоснование применения разработанной кислотной композиции в технологии интенсификации добычи нефти для условий нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» на основании результатов, полученных в динамических условиях при ее фильтрации в пористой среде продуктивного коллектора.

4. Особенности технологии интенсификации добычи нефти на шельфе Вьетнама с использованием разработанной кислотной композиции.

Степень достоверности результатов проведенных исследований. Так как в процессе исследования было использовано новейшее оборудование и осуществлялась экспериментальная проверка, можно сделать вывод о том, что выполненные исследования имеют высокий уровень достоверности.

Апробация результатов. Главные тезисы и итоговые заключения, которых удалось достичь в ходе проведения исследований были представлены на Международной научно-технической конференции, посвященной памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде (г. Уфа, 2016 г.), на V Международной научно-практической конференции (XIII Всероссийская) «Нефтепромысловая химия» (г. Москва, 2018 г.), на научно-практической конференции «Актуальные задачи нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса» (г. Москва, 24 июня 2018 г.) и на VI международной (XIV Всероссийской) научно-практической конференции «Нефтепромысловая Химия» (г. Москва, 2019 г.).

Публикации. Результаты, полученные в ходе написания диссертации, опубликованы в 9 научных трудах: 1 статье в издании из перечня ВАК РФ, 1 статье в журнале, индексируемом в международной базе Scopus; 1 учебном пособии и 6 публикациях в материалах научных конференций и научных журналах.

Структура и объем работы. В структуру данной диссертационной работы входят: введение, четыре главы, заключение, список литературы, приложение. Объем работы составляет 124 страниц машинописного текста, в число которых также включены 20 таблиц, 17 рисунков. Также исследование включает 130 источников.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы: цель работы, основные задачи исследования, научная новизна и практическая значимость полученных результатов.

В первой главе представлен аналитический обзор литературных источников, в которых рассмотрены вопросы интенсификации добычи нефти с применением технологий кислотных обработок в продуктивных коллекторах с повышенной пластовой температурой. Также проведен обобщенный анализ результатов проведенных кислотных обработок в различных геолого-физических условиях пласта, в том числе и на объектах нижнего миоцена месторождения Белый Тигр.

Показано, что актуальность проблемы эффективности кислотных обработок скважин прослеживается с момента начала их промышленного применения, так как данные технологии решают целый ряд важных проблем: очистка призабойной зоны пласта (ПЗП) от загрязнений, повышение продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин, направленная стимуляция низкопроницаемых пропластков с целью выравнивания профиля приемистости нагнетательной скважины при закачке в продуктивный пласт воды с целью поддержания в нем пластового давления, и. т. д.

Анализ результатов проведенных кислотных обработок ПЗП на объектах нижнего миоцена месторождения Белый Тигр показал, что обработка ПЗП добывающих скважин осложняется факторами, связанным с высокой температурой пласта и образованием вторичных осадков. При повышенной пластовой температуре из-за высокой скорости растворения компонентов пористой среды продуктивного коллектора, при использовании традиционно применяемых минеральных кислотных составов, происходит значительное снижение уровня эффективности обработки.

Наиболее широко применяемым минеральным кислотным агентом для обработки терригенных коллекторов является грязевая кислота, которая представляет собой смесь соляной и фтористоводородной кислот. Однако реакции плавиковой кислоты с силикатами, в частности с глинистыми минералами, сопровождаются образованием малорастворимых и нерастворимых соединений. Нежелательные осадки способны приводить к кольматации пор пласта, что может оказаться причиной резкого снижения продуктивности добывающей скважины.

Выполненный анализ показывает, что зачастую выбор необходимого кислотного состава проводился без достаточного научно-методологического обоснования. В частности, при выборе кислотной композиции для обработки терригенного пласта не принимался во внимание минералогический состав пород конкретного интервала воздействия. Успешность выполненных кислотных обработок на нижнем миоцоне месторождения «Белый Тигр» недостаточна высока. Большое содержание глинистых минералов в составе горных пород продуктивных отложений на нижнем миоцоне увеличивает риски снижения проницаемости ПЗП после проведения ОПЗ по причине

набухаемости минералов и выпадения осадков в результате химических реакций. В связи с этим, в дальнейшем необходимо выполнить подбор наиболее эффективных химических реагентов, предотвращающих набухание глинистых минералов, при этом эффективно растворяющих породу коллектора. К таким составам можно отнести кислотные композиции, содержащие соли аммония, например хлорид и фторид аммония, которые могут повлиять на снижение набухания глин, поскольку известно, что хлорид аммония снижает набухаемость глин, а также влияет на снижение количества вторичных осадков, за счет комплексообразования с ионами аммония.

Таким образом, необходима разработка и исследование новых кислотных композиций для ОПЗ скважин нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр», которые будут способствовать уменьшению реакций глинистых минералов и цеолита в растворе соляной кислоты и по максимуму снижать образование вторичных осадков.

При этом, общим направлением исследований по совершенствованию технологии кислотных обработок терригенных коллекторов нижнего миоцена месторождения Белый Тигр, должно быть предотвращение реакций глинистых минералов с помощью частичной или полной замены соляной кислоты на органическую кислоту, а также уменьшения количества плавиковой кислоты в кислотной композиции.

Во второй главе описаны объекты и методы исследования, использованные в диссертационной работе. Тип выбранных кислот для обработки ПЗП зависит от минералогического состава породы продуктивного коллектора. Если в составе породы или вторичных минералов основным компонентом является карбонат кальция CaCO_3 , то наиболее подходящий вариант кислоты – соляная кислота (HCl). Если преобладают глинистые минералы, соединения кремния, то в кислотной композиции должен содержаться плавиковая кислота (HF) или химические реагенты для образования HF .

Термостабильность кислотных композиций зависит значительной степени от компонентного состава, особенно от поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые находятся в этих композициях. ПАВ могут придавать кислотным составам целый ряд дополнительных функциональных и технологических характеристик. Различные типы ПАВ могут являться хорошими ингибиторами кислотной коррозии, что снижает скорость износа рабочего оборудования, а также могут в значительной степени снижать поверхностное натяжение на границе кислотного состава с пластовыми флюидами, что содействует глубокому проникновению кислоты в пласт, тем самым увеличивая зону обработки.

Одной из серьезных проблем при применении химических реагентов для ОПЗ в СП «Вьетсовпетро» является низкая совместимость с пластовыми жидкостями, особенно с

пластовой нефтью. Кислотная композиция при смешении с нефтью не должна вызывать выпадения осадков и образования устойчивых эмульсий.

Другим немаловажным фактором, позволяющим увеличить глубину проникновения кислотного состава вглубь породы, является низкое межфазное натяжение исходного кислотного состава, а низкое межфазное натяжение отработавшего состава позволяет без особых усилий извлекать его из скважины на поверхность.

Для выполнения исследовательской работы были изучены основные характеристики объектов исследования, а именно: геолого-физические характеристики нижне-миоценовых отложений месторождения «Белый тигр», показавшие, что они сложены аркозовым мелкозернистым песчаником и алевролитом, аргиллитом с глинисто-карбонатным цементом. Глинистая порода имеет в своем составе каолинит, гидрослюда, монтмориллонит и конкреции сидерита. Нефть залежи нижнего миоцена относится к легкому и тяжелому типу (диапазон плотности нефти составляет $0,811\sim 0,894$ г/см³). Она относится к классу малосернистой (содержание серы от 0,028 до 0,144 % масс.) и является высокопарафинистой нефтью. Пластовые воды нижнего миоцена обладают слабощелочной и слабокислой средой, а уровень их минерализации можно охарактеризовать как средний и слабый. В направлении месторождения с севера на юг общая минерализация увеличивается, а тип пластовой воды варьирует от бикарбонатной до хлоридно-кальциевой. Воды нижнего миоцена имеют низкое содержание сульфатов и магния, (в пределах 25,0-413,0 и 1,0-88,0 мг/л, соответственно).

В главе представлено описание ряда экспериментальных методик, использованных в процессе выполнения тестовых экспериментов при разработке рецептуры эффективной кислотной композиции для условий нижне-миоценовых отложений месторождения «Белый тигр»:

- определение минералогического состава кернового материала;
- оценка термостабильности кислотных композиций, содержащих ПАВ, для заданных пластовых условий;
- определение скорости коррозии при взаимодействии выбранных кислотных композиций, содержащих ингибиторы, с материалом НКТ;
- определение совместимости кислотных композиций с нефтью;
- определение межфазного натяжения в системе кислотная композиция – углеводород;
- определение степени растворения кислотными композициями образцов керна продуктивного коллектора.

Приведено описание фильтрационного метода тестирования кислотных композиций в пористой среде продуктивного коллектора нижнего миоцена месторождения «Белый тигр» при пластовых условиях.

В третьей главе представлены результаты исследований по разработке эффективной кислотной композиции для условий нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр».

Выбор главных компонентов кислотной композиции, содержащей HF и HCl, для обработки терригенных коллекторов, основывается на рекомендациях по выбору концентраций HCl и HF, применяемых многими фирмами в мире, в том числе Schlumberger, VJ, Halliburton и т.д. При этом, в некоторых случаях перед закачкой непосредственно основного кислотного состава предлагается предварительная закачка буферного кислотного состава. На основе рекомендаций и выполненных исследований была выбрана концентрация HF и HCl в кислотном составе - 6% HCl + 0,5% HF, рекомендованная для температуры более 93°C. Поскольку продуктивный коллектор нижнего миоцена имеет высокое содержание глинистых минералов - иллит, каолинит, хлорит, монтмориллонит и цеолит, чувствительных к сильным кислотам, таким как HCl, для условий данного коллектора было предложено заменить часть HCl смесью органических кислот. Причиной явилось то, что HCl участвует в обмене протонов (H^+) с катионами глинистых минералов (Al, Fe, Ca, Mg), изменяя структуру глины. В зависимости от степени протонирования, структура глины может быть деформирована или полностью разрушена, при этом чем выше температура, тем больше степень взаимодействия HCl с глинистыми минералами.

Чтобы выяснить влияние HCl на разрушение структуры глины, были проведены лабораторные испытания для оценки влияния кислотных растворов таких, как HCl, уксусная, лимонная и муравьиная кислоты на глинистые минералы - монтмориллонит, хлорит и каолинит. Эксперименты проводили при одной и той же концентрации кислоты (10 %). Температура эксперимента составляла 90°C, а время выдержки образца глинистого минерала в кислоте - 4 часа. Образцы после эксперимента были отправлены на рентгеновский количественный анализ минеральных фаз и анализ химического состава.

Результаты рентгенофазового анализа показали, что при обработке различными кислотами содержание глинистых минералов уменьшалось, однако HCl наиболее сильно повлияла на структуру всех трех типов глинистых минералов. После реакции с HCl, содержание минералов монтмориллонита, хлорита, каолинита снизились сильнее, чем, что при обработке органическими кислотами.

На основании результатов выполненных исследований был предложен улучшенный кислотный состав для ОПЗ скважин в условиях нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр», содержащий 3 % HCl + 0,5 % HF и добавку органических кислот.

В рамках первого этапа исследований, в процессе подготовки для того, чтобы снизить скорость реакции кислотной композиции с породой коллектора, а также разрушение глинистой составляющей породы, было решено произвести замену части соляной кислоты на уксусную. Кроме этого, ввиду того, что концентрация в композиции фтористоводородной кислоты значительно ограничена, из-за проблемы образования осадков, было решено произвести ее замену на борфтористоводородную кислоту. Также для того, чтобы снизить набухание глин, было решено внести в состав композиции вещества, имеющие в своем составе ионы аммония.

Таким образом, в качестве основных компонентов двух исходных кислотных композиций (№ 1 и № 2) были выбраны: фторид аммония и борная кислота, при взаимодействии которых в составе образуется борфтористоводородная кислота, а также добавлены соляная кислота, уксусная кислота, ПАВ и ингибиторы коррозии (таблица 1).

Таблица 1 – Кислотные композиции № 1 и № 2

Номер кислотной композиции	Компонентный состав кислотной композиции	Содержание компонентов в кислотной композиции, % масс.
№1	Фторид аммония	2,78
	Соляная кислота	2,70
	Борная кислота	1,16
	ПАВ ОС-20	1,00
	ЛАБСК	0,30
	Ингибитор коррозии	0,20 - 0,60
	Уксусная кислота	3,00
	Вода	остальное
№2	Фторид аммония	1,70
	Соляная кислота	1,63
	Борная кислота	0,68
	ПАВ ОС-20	1,00
	ПАВ Нефтенол-МЛ	0,25
	Ингибитор коррозии	0,20 - 0,60
	Уксусная кислота	4,00
	Вода	остальное

В качестве добавок использовались поверхностно-активные вещества: ПАВ ОС-20, представляющий собой смесь полиоксиэтиленгликолевых эфиров высших жирных спиртов, ЛАБСК – смесь линейных алкилбензолсульфокислот и Нефтенол МЛ – многокомпонентная смесь анионных и неионогенных поверхностно-активных веществ разного химического строения.

С целью оценки коррозионной активности полученных композиций (с добавкой различных ингибиторов коррозии) при взаимодействии с металлом, используемым для изготовления НКТ скважин нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» были проведены соответствующие лабораторные тестовые исследования при 110°C.

Выполненные опыты показали, что не все кислотные композиции прошли тесты на стабильность и коррозионную активность. Исходя из полученных данных для дальнейшего исследования были выбраны кислотные композиции: № 1 с ингибитором Солинг-Т (0,6 % масс.) и № 2 с ингибитором Солинг-ЛУ (0,6 % масс.).

Для определения совместимости данных кислотных композиций с дегазированной нефтью нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» было проведено их тестирование на устойчивость эмульсии при их смешивании с дегазированной нефтью при температуре 95°C. Результаты тестов приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Совместимость с нефтью кислотных композиций №1 и №2 при температуре 95°C

Кислотная композиция	Выделение кислотной композиции, (% об. от исходного объема) из эмульсии за 5 мин.			Выделение кислотной композиции, (% об. от исходного объема) из эмульсии за 10 мин.			Выделение кислотной композиции, (% об. от исходного объема) из эмульсии за 30 мин.		
	10	50	95	27	70	97	95	97	100
Кислотная композиция №1	10	50	95	27	70	97	95	97	100
Кислотная композиция №2	0	35	92	20	65	94	94	96	100
Соотношение исходного объема кислотной композиции к объему нефти, % об.	25/75	50/50	75/25	25/75	50/50	75/25	25/75	50/50	75/25

Из полученных данных видно, что обе композиции не прошли тестирование для соотношений кислота-нефть: 25/75 и 50/50 % об.

Одновременно следует отметить достаточно низкую растворяющую способность данных композиций породы продуктивного коллектора нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр». Это было показано в процессе исследований по растворению ядерного материала продуктивного коллектора для двух выбранных кислотных композиций № 1 и

№ 2 с концентрацией HCl, соответственно, 2,70% и 1,63% при температуре 110°C. Растворимость породы пласта в этих кислотных составах составила 5-6% масс.

В ходе проведенных исследований были изучена возможность повышения степени растворимости породы коллектора, а также скорости расслоения эмульсии.

В результате был разработан метод оптимизации компонентного состава кислотной композиции на основе полученной зависимости скорости расслоения нефтекислотной эмульсии от межфазного натяжения между дисперсионной средой и дисперсной фазой с учетом разницы их плотностей за счет повышения концентрации кислоты в составе композиций.

В результате повышения концентрации кислоты получился ряд модификаций композиции № 1 (1.1-1.6) и № 2 (2.1-2.6). Исходные концентрации кислотной составляющей оставлены были в модификациях № 1.1 и 2.1. (Таблицы 3 и 4).

Таблица 3 - Изменения в концентрации кислотной составляющей композиции №1

Компоненты кислотной композиции	Модификация состава кислотной композиции					
	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
Соляная кислота, % масс.	2,70	5,10	7,10	9,10	11,10	13,10
Фторид аммония, % масс.	2,78	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18
Борная кислота, % масс.	1,16	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17

Таблица 4 - Изменения в концентрации кислотной составляющей композиции №2

Компоненты кислотной композиции	Модификация состава кислотной композиции					
	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6
Соляная кислота, % масс.	1,63	5,36	7,36	9,36	11,36	13,36
Фторид аммония, % масс.	1,70	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40
Борная кислота, % масс.	0,68	1,43	1,43	1,43	1,43	1,43

Для полученных модификаций кислотных композиций определялись: плотность, межфазное натяжение на границе с н-октаном, как правило применяющемся для контроля за межфазным натяжением кислотных композиций, и объем капли при данном межфазном натяжении на тензиометре Data Physics OCA 5 (таблица 5), а также их совместимость (скорость расслоения эмульсии) с нефтью нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» (таблица 6) при температуре 95°C.

Таблица 5 - Изменение плотности, межфазного натяжения на границе с н-октаном и объема капли кислотных композиций с увеличением содержания соляной кислоты

Модификация композиции в зависимости от концентрации соляной кислоты	Плотность кислотного состава, кг/м ³	Межфазное натяжение на границе с н-октаном, мН/м, при 20°С	Объем капли при данном межфазном натяжении, мкл.
1.1	1030	1,24	0,41
1.2	1054	0,44	0,10
1.3	1081	0,46	0,11
1.4	1086	0,53	0,12
1.5	1096	0,43	0,10
1.6	1108	0,28	0,06
2.1	1016	4,81	1,57
2.2	1025	3,90	1,26
2.3	1035	4,12	1,28
2.4	1045	4,29	1,29
2.5	1059	4,27	1,25
2.6	1076	4,22	1,16

Анализируя данные, представленные в таблице 5, можно заметить, что с ростом содержания кислотной составляющей при переходе от модификации 1.1 и 2.1 к модификациям 1.2 и 2.2 наблюдается довольно значительное снижение межфазного натяжения, что приводит к уменьшению объема капель. При дальнейшем увеличении содержания соляной кислоты до модификаций 1.4 и 2.4 происходит некоторый рост межфазного натяжения и объема капель. Затем, с ростом концентрации соляной кислоты опять наблюдается снижение межфазного натяжения для композиции № 1, а для композиции №2 межфазное натяжение остается практически на том же уровне.

Тесты на совместимость с нефтью кислотных композиций при повышении содержания кислотной составляющей показывают, что скорость выделения кислоты из эмульсии при увеличении содержания соляной кислоты вплоть до модификаций 1.4 и 2.4 возрастает и приводит к полному расслоению эмульсий за 30 мин. Повышению скорости расслоения способствуют увеличение плотности дисперсной фазы и процесс ее коалесценции, чему содействуют использованные в композициях ПАВ.

Таблица 6 - Совместимость с нефтью кислотных композиций при повышении содержания кислотной составляющей

Модификация композиции в зависимости от концентрации соляной кислоты	Выделение кислотной композиции, (% об. от исходного объема) из эмульсии за 5 мин.			Выделение кислотной композиции, (% об. от исходного объема) из эмульсии за 10 мин.			Выделение кислотной композиции, (% об. от исходного объема) из эмульсии за 30 мин.		
1.1	10	50	95	27	70	97	95	97	100
1.2	9	38	86	70	80	85	100	100	100
1.3	30	40	88	71	80	92	100	100	100
1.4	50	50	91	75	81	94	100	100	100
1.5	35	40	65	68	68	85	100	87	95
1.6	25	35	60	65	60	80	98	85	92
2.1	0	35	92	20	65	94	94	96	100
2.2	5	40	85	67	68	92	100	100	100
2.3	30	41	85	66	68	92	100	100	100
2.4	45	50	86	67	70	93	100	100	100
2.5	50	30	61	78	65	85	100	90	97
2.6	35	20	60	65	58	80	98	85	95
Соотношение исходного объема кислотной композиции к объему нефти, % об.	25/75	50/50	75/25	25/75	50/50	75/25	25/75	50/50	75/25

В процессе исследований на каждом этапе проводились тесты по растворимости породы продуктивного коллектора исследуемыми кислотными композициями.

Полученные зависимости растворимости дезинтегрированного кернового материала нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» при взаимодействии с кислотными композициями 1.1-1.4 и 2.1-2.4 от времени обработки при 110°C показали, что самая высокая степень растворимости 14,0 и 15,2 % масс. была получена для композиций 1.4 и 2.4 соответственно, что значительно превышает степень растворимости исходных композиций 1.1 и 2.1 (5,8 и 6,0 % масс.,).

С целью выбора более предпочтительного состава для практического применения были также выполнены сравнительные тесты по растворимости в композициях 1.4 и 2.4 образцов консолидированного керна (кубики) продуктивного коллектора нижнего миоцена. При тестировании были получены следующие результаты: растворимость породы в композиции 1.4 составила 7,92 %масс., а в композиции 2.4 - 10,30 %масс.

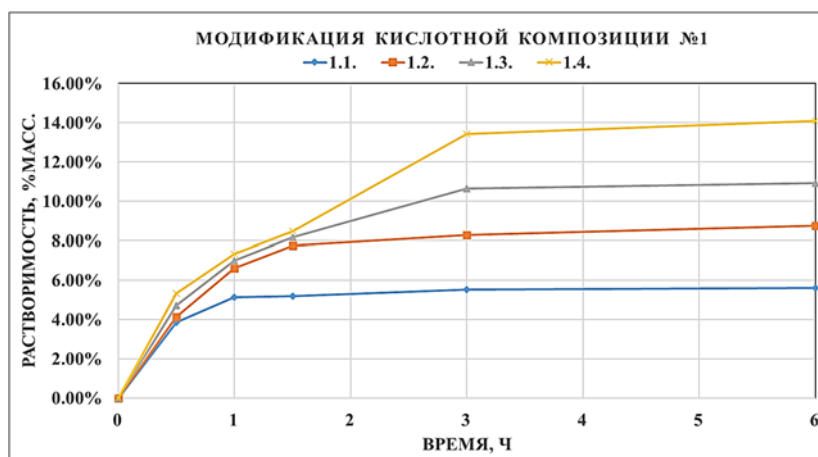


Рисунок 1 - Зависимость растворимости дезинтегрированного ядерного материала нижнего миоцена при взаимодействии с полученными модификациями кислотной композиции №1 от времени обработки при 110°С

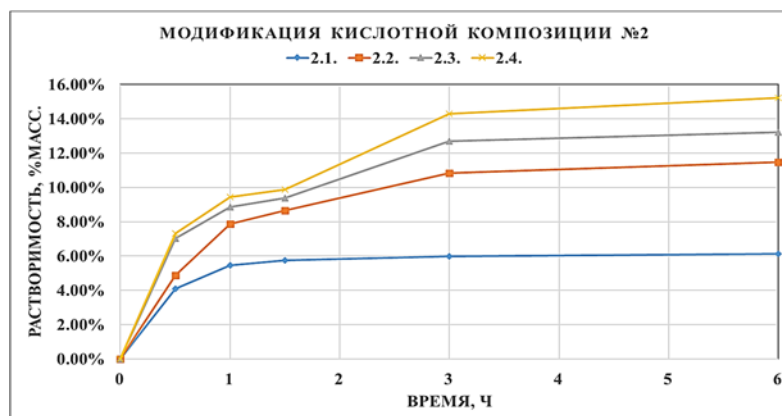


Рисунок 2 - Зависимость растворимости дезинтегрированного ядерного материала нижнего миоцена при взаимодействии с полученными модификациями кислотной композиции №2 от времени обработки при 110°С.

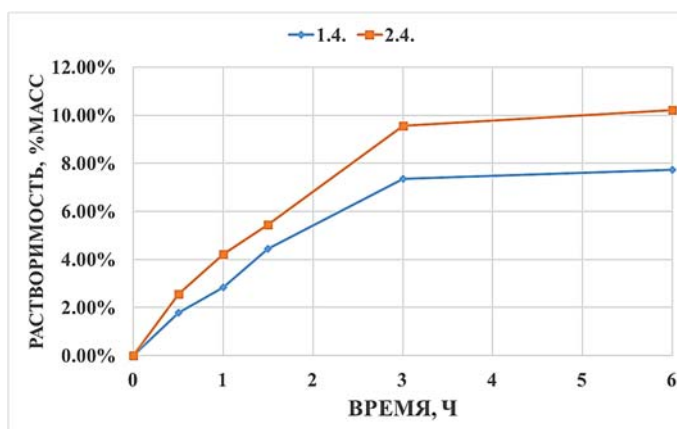


Рисунок 3 - Зависимость растворимости консолидированного ядра (кубики) нижнего миоцена при взаимодействии с кислотными композициями 1.4 и 2.4 от времени обработки при 110 °С.

Исходя из полученных результатов, для дальнейших исследований были выбраны кислотные композиции 1.4 и 2.4.

На заключительном этапе исследований в свободном объеме были выполнены дополнительные тесты по оценке коррозионной активности для кислотных составов № 1.4 и № 2.4 при температуре 110°C. Результаты показали, что состав № 2.4 имеет более низкую скорость коррозии, а именно 10,02 г/м²·ч., чем состав 1.4, имеющий скорость коррозии 13,28 г/м²·ч.

Компонентные составы и сравнение характеристик кислотных композиций 1.4 и 2.4 представлены ниже в таблице 7.

Таблица 7 – Компонентный состав и сравнение характеристик кислотных композиций 1.4 и 2.4

Кислотная композиция	1.4	2.4
Компонентный состав, %масс.		
Соляная кислота, % масс.	9,10	9,36
Фторид аммония, % масс.	5,18	3,40
Борная кислота, % масс.	2,17	1,43
ПАВ ОС-20, % масс.	1,00	1,00
Уксусная кислота, % масс.	3,00	4,00
ЛАБСК, % масс.	0,30	-
ПАВ Нефтенол-МЛ, % масс.	-	0,25
ИК Солинг-Т, % масс.	0,60	-
ИК Солинг-ЛУ, % масс.	-	0,60
Вода, % масс.	остальное	остальное
Характеристики кислотных композиций		
Плотность, г/см ³	1,086	1,045
Межфазное натяжение на границе с керосином, мН/м	0,45	2,70
Скорость коррозии, г/м ² ·ч.	13,28	10,02
Степень растворения, %	14,00	15,20

Для окончательного вывода о влиянии кислотной композиции 2.4, выбранной в качестве наиболее перспективной для практического применения в технологиях интенсификации добычи нефти, на фильтрационно-емкостные свойства пористой среды продуктивного коллектора в пластовых условиях нижнего миоцена, был выполнен эксперимент по разработанной методике на фильтрационной установке высокого давления CFS-700 производства фирмы Vinci Technologies.

Целью данного эксперимента являлось определение потенциальной эффективности кислотной композиции в динамических условиях фильтрации в пористой среде и возможного негативного влияния на ее проницаемость.

На подготовительном этапе экстрагированный образец керна нижнего миоцена с известным значением коэффициента проницаемости по газу насыщался раствором хлорида аммония, определялся коэффициент открытой пористости и поровый объем. Необходимость использования водного раствора 3% хлорида аммония, как ингибитора,

заклучалась в том, чтобы исключить влияние набухания глинистых компонентов при контакте с водной фазой, на результат опыта. После установки образца в кернодержатель, при температуре эксперимента, в процессе фильтрации, определялся коэффициент проницаемости по раствору хлорида аммония при противодавлении 5,0 МПа и давлении обжима 10,0 МПа. На следующем этапе, после фильтрации через образец исследуемой композиции до стабилизации перепада давления (в течение 1,5 часов), производилась повторная фильтрация раствора хлорида аммония.

Полученные результаты представлены на рисунке 4 в виде графика зависимости текущего перепада давления от относительного накопленного объема закачки соответствующего флюида на каждом этапе эксперимента.



Рисунок 4 - Динамика перепада давления при последовательной фильтрации 3 % раствора NH₄Cl, кислотной композиции 2.4 и 3 % раствора NH₄Cl в образец керна ВН-16

Полученные данные позволяют сделать вывод о том, что в динамических условиях, в процессе фильтрации через водонасыщенную пористую среду, тестируемая кислотная композиция 2.4 обладает высокой степенью потенциальной эффективности. Достигнутое значение коэффициента восстановления проницаемости составило 1,88.

На основе комплекса выполненных исследований установлено, что кислотная композиция 2.4, дальнейшем именуемая, как «Состав 2.4» является наиболее перспективной для ее применения в условиях терригенных высокотемпературных коллекторов нижнего миоцена месторождения Белый Тигр, а также других объектов со схожими геолого-физическими характеристиками.

В четвертой главе представлена специфика реализации кислотной обработки на шельфовом месторождении «Белый Тигр».

Технология кислотной обработки Составом 2.4 добывающих скважин в низкопроницаемых терригенных коллекторах нижнего миоцена месторождения Белый Тигр с повышенной температурой должна предусматривать последовательную закачку трех видов рабочих жидкостей.

1. ПАВ-солянокислотный состав на основе 8-12 %-ной соляной кислоты с добавлением ингибитора коррозии «ИКУ-118» и многофункционального ПАВ - Нефтенола К марок «СК-20» (4 %).

Это предварительная промывочная жидкость, которая используется с целью вытеснения из зоны обработки пластовой воды, которая может содержать ионы Na, K или Ca, обуславливающие осадкообразование при взаимодействии с плавиковой кислотой с образованием фторидов и фторсиликатов.

Ее составляющие:

- кислота соляная ингибированная, содержащая 21-24 % масс. HCl, представляет собой жидкость от светло-желтого до светло-коричневого цвета;

- ингибитор коррозии «ИКУ-118»- представляет собой водноспиртовой раствор поверхностно-активных веществ и аминов. Применяется как добавка в кислоты для снижения скорости коррозии. ИКУ -118 обладает хорошей совместимостью со всеми добавками в кислоты, применяемыми для различных технологий;

- нефтенол К марки «СК-20»- представляет собой многокомпонентную смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ разного химического строения подвижная жидкость от желтого до коричневого цвета (для отмыва загрязнений АСПО в стволе скважины).

2. Далее закачивается основная рабочая жидкость- кислотная композиция «Состав 2.4», которая используется для удаления загрязнений порового пространства породы,

3. На последнем этапе производится закачка 3 %-го раствора хлористого аммония в технической пресной воде для создания буфера перед жидкостью продавки.

Этот этап является важной частью кислотных обработок в терригенных коллекторах. Целью закачки продавочной жидкости является вытеснение основной рабочей жидкости вглубь пласта. Хлористый аммоний представляет собой порошкообразный продукт белого цвета с содержанием основного вещества 99,6 %. Хорошо растворим в пресной воде (37,2 г/л при 20°C).

Расчетные объемы рабочих растворов при проведении обработки призабойной зоны добывающей скважины с применением кислотной композиции «Состав 2.4»

определяются заданной глубиной его проникновения в пласт. В условиях разработки месторождения «Белый Тигр» на шельфе Вьетнама, растворы для кислотных обработок должны готовиться на берегу – на производственной базе СП «Вьетсовпетро».

В главе приводится перечень оборудования и содержание работ, выполняемых при проведении кислотных обработок скважин с применением кислотной композиции «Состав 2.4» в низкопроницаемых терригенных коллекторах месторождения «Белый Тигр».

Далее приводится порядок и особенности выполнения кислотной обработки на морской стационарной платформе и блок-кондукторах (БК). В отличие от стационарной платформы, имеющей специальное оборудование для проведения кислотной обработки, для обеспечения выполнения работ по кислотной обработке на БК, химические реагенты находятся на транспортно-буксировочном судне (ТБС). И их перекачка в устье скважины выполняется через комплект оборудования с судна (рисунок 5).

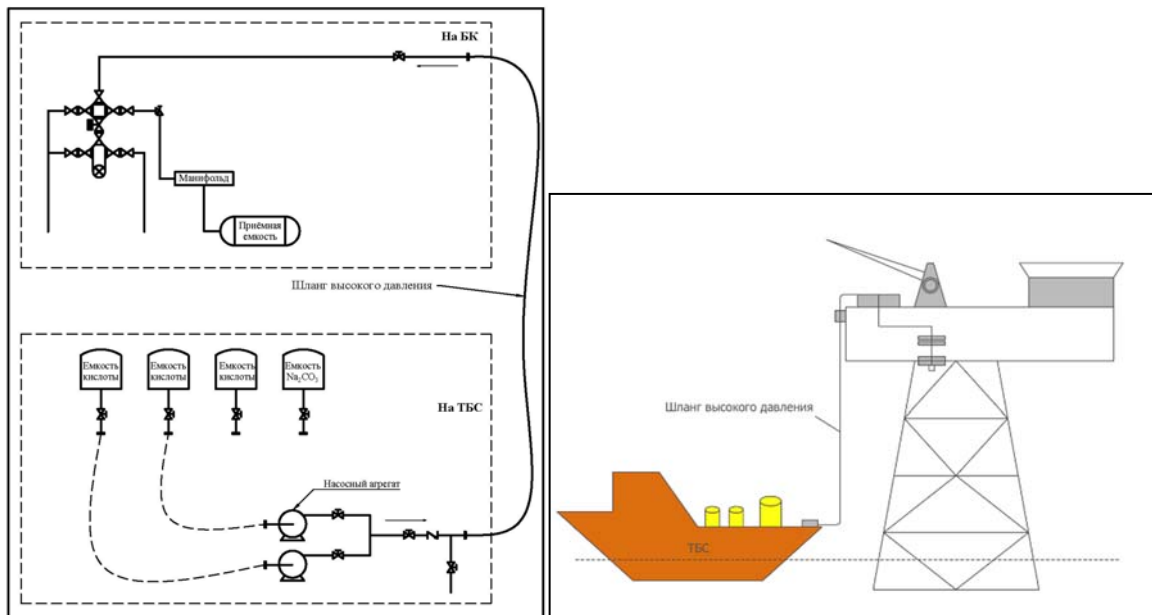


Рисунок 5 - Схема кислотной обработки скважин с помощью ТБС

Для проведения работ по кислотной обработке на базе службы интенсификации добычи нефти СП «Вьетсовпетро» готовят объем растворов всех видов химических реагентов согласно утвержденному плану. Все оборудование (насосы для откачки кислоты, емкости для химических реагентов, быстроразъемные шланги и т. д.) располагаются на транспортно-буксирном судне и подключаются к шлангам высокого давления (Рисунок 6).

При проведении кислотной обработки скважин необходимо подготовить детальные планы для каждой скважины, каждого БК и утвердить до начала проведения работ. Преимущество решения заключается в проведении одновременно нескольких скважин на разных БК после одной установки оборудования на борту ТБС.

Технологический процесс по подготовке, доставке и закачке кислотных растворов должен проводиться с соблюдением действующих отраслевых правил технической эксплуатации, техники безопасности и требований разработанной инструкции по применению технологии проведения кислотных обработок призабойных зон скважин в терригенных коллекторах месторождения «Белый Тигр».



Рисунок 6 - Расположение оборудования на транспортно-буксирном судне

Охрана окружающей среды обеспечивается в основном мероприятиями, выполняемыми при обустройстве и эксплуатации месторождений.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Анализ результатов проведенных кислотных обработок ПЗП на объектах нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» свидетельствует о том, что обработка ПЗП добывающих скважин осложняется факторами, связанным с высокой температурой пласта и образованием вторичных осадков. При повышенной пластовой температуре из-за высокой скорости растворения компонентов пористой среды продуктивного коллектора при использовании традиционно применяемых минеральных кислотных составов происходит значительное снижение уровня эффективности обработки. Обоснована необходимость разработки эффективной кислотной композиции для условий нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр».

2. В процессе исследований применены методики подбора кислотных составов с учетом минералогического состава кернового материала, термобарических и геолого-физических условий залежи нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр». Разработан фильтрационный метод тестирования кислотных композиций.

3. Обосновано введение дополнительных компонентов для замены традиционных компонентов в кислотных композициях, предназначенных для обработки ПЗП нижнего миоцена месторождения Белый Тигр с учетом минералогического состава продуктивного коллектора и пластовой температуры.

4. На основании научно-практических рекомендаций, опубликованных в различных источниках, а также собственных исследований по растворимости и разрушению глинистых минералов в соляной кислоте и органических кислотах, разработан первичный состав кислотной композиции для кислотной обработки интервалов нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр».

5. Предложен метод оптимизации компонентного состава кислотной композиции на основе полученной зависимости скорости расслоения нефтекислотной эмульсии от межфазного натяжения между дисперсионной средой и дисперсной фазой с учетом разницы их плотностей.

6. По результатам комплекса проведенных исследований предложен компонентный состав кислотной композиции «Состав 2.4», выбранной в качестве наиболее перспективной для практического применения в технологиях интенсификации добычи нефти для условий продуктивных коллекторов нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр».

7. Предложены количество и вид рабочих жидкостей, последовательность и объем их закачки, для обработки ПЗП терригенных коллекторов месторождения «Белый Тигр» с применением кислотной композиции «Состав 2.4».

8. Показаны особенности подготовки и проведения кислотных обработок с применением разработанной кислотной композиции на МСП и БК СП «Вьетсовпетро» на шельфе Вьетнама.

Список работ, опубликованных по теме диссертации

1. Велиев, М. М. Новые композиционные составы для обработки призабойных зон высокотемпературных скважин / М. М. Велиев, Т. Т. Нгия, Л. В. Хай, В. В. Тхань, А. И. Михайлов // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 5. – С. 52-55.

2. Магадова, Л. А. Анализ эффективности различных технологий кислотных обработок на объектах месторождения «Белый тигр» / Л. А. Магадова, В. В. Тхань, Н. К. Зунг, Ф.Ч. Шон // Технологии нефти и газа. – 2018. – №. 3. – С. 48-53.

3. Магадова, Л. А. Разработка кислотной композиции с учетом минералогического состава и условий интервала отложений нижнего миоцена месторождения «Белый тигр» / Л. А. Магадова, В. В. Тхань, М. Д. Пахомов, Н. К. Зунг, В. Б. Губанов // Технологии нефти и газа. – 2020. – №. 1. – С. 17-23.

4. Велиев, М. М. Интенсификация добычи нефти при высоких пластовых температурах на забое скважин месторождений СП «Вьетсовпетро» методом образования плавиковой кислоты внутри пласта / М. М. Велиев, Л. В. Хай, Н. К. Зунг, В. В. Тхань //

Материалы Международной научно-технической конференции, посвященной памяти академика А.Х. Мирзаджанзаде, Уфа, 2016. – С. 175-180.

5. Магадова, Л.А. Разработка кислотной композиции с учетом минералогического состава и термобарических условий интервала отложений нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» / Л. А. Магадова, В. В. Тхань // Материалы научно-практической конференции «Актуальные задачи нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплекса», Москва, 2018. – С. 72-73.

6. Магадова, Л. А. Разработка кислотной композиции с улучшенными антикоррозионными характеристиками для высокотемпературных пластов месторождения «Белый тигр» / Л. А. Магадова, В. Б. Губанов, В. В. Тхань // Материалы VI Международной научно- практической конференции (XIV Всероссийской научно-практической конференции) «Нефтепромысловая химия», 2019. – С. 30-31.

7. Магадова, Л. А. Анализ эффективности различных технологий кислотных обработок на объектах месторождения «Белый Тигр» / Л. А. Магадова, В. В. Тхань // Материалы V Международной научно-практической конференции (XIII Всероссийской научно-практической конференции) "Нефтепромысловая химия", 2018. – С. 43-44.

8. Магадова, Л. А. Оптимизация компонентного состава кислотной композиции для условий продуктивных коллекторов Нижнего миоцена месторождения «Белый Тигр» / Л. А. Магадова, М. Д. Пахомов, В. Б. Губанов К. К. Мерзляков, В. В. Тхань // Материалы VIII Международной научно-практической конференции (XVI Всероссийской научно-практической конференции), 2021. – С. 70-71.

9. Кислотные методы обработки пласта: учебное пособие / Л. В. Зунг, Э. М. Велиев, Л. С. Кулешова, В. И. Щетников, В. В. Тхань, В. Ю. Чочиев, Р. Ф. Зарипов. – Уфа: Издательство УГНТУ, 2021. – 135 с.