

На правах рукописи



НЕКРАСОВА ИРИНА ЛЕОНИДОВНА

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ И
УТИЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ НА
НЕВОДНОЙ ОСНОВЕ В ПРОЦЕССАХ СТРОИТЕЛЬСТВА И
ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

доктора технических наук

Уфа – 2020

Работа выполнена на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и в филиале ООО «ЛУКОЙЛ–Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

Научный консультант:

доктор технических наук, профессор
Конесев Геннадий Васильевич

Официальные оппоненты:

Кузнецов Юрий Степанович,
доктор технических наук, профессор,
ФГБУ науки Институт машиноведения им.
А.А. Благодрава Российской академии
наук/ заместитель директора по научной
работе

Николаев Николай Иванович,
доктор технических наук, профессор,
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский
горный университет»/ кафедра бурения
скважин, профессор

Гайдаров Миталим Магомед-Расулович,
доктор технических наук,
ООО «ГазпромВНИИГАЗ»/ лаборатория
разработки технологических жидкостей для
бурения и ремонта скважин, начальник
лаборатории

Ведущая организация:

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Ухтинский государственный
технический университет» (г. Ухта)

Защита диссертации состоится «21» мая 2020 года в 14-00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net. Автореферат диссертации разослан « » 2020 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

В настоящее время в процессах строительства и освоения нефтегазовых скважин в связи с вовлечением в разработку месторождений со сложными геологическими и термобарическими условиями наметилась отчетливая тенденция роста объемов использования технологических жидкостей на неводной основе (ТЖНО), в особенности эмульсионных буровых растворов на неводной основе (ЭРНО). Например, по Пермскому краю в 2009-2010 г.г. с использованием ЭРНО было пробурено 13 скважин, а за период 2013-2018 г.г. – уже 305 скважин, включая боковые стволы. Во многом это связано с внедрением в отечественную и зарубежную практику бурения технологии строительства скважин с горизонтальным окончанием ствола и большим отклонением забоя от вертикали.

Несмотря на значительные преимущества, для ЭРНО характерен и ряд недостатков, ограничивающих их широкое использование для проводки скважин, особенно в районах с повышенными природоохранными требованиями. Первостепенной задачей является разработка технологических решений, направленных на снижение токсичности ЭРНО при одновременном совершенствовании показателей общетехнологических и специальных свойств.

Весьма перспективным является также использование технологии регулирования степени сродства фаз гетерогенной системы для управления технологическими характеристиками эмульсионных систем буровых растворов, в том числе ЭРНО. Возможность фазового перехода эмульсий из одного типа в другой открывает новые горизонты получения и использования желаемых свойств жидкостей в зависимости от условий, а также их последующей утилизации.

Актуальной является очистка порового пространства пристволенной зоны пласта (ПЗП) от различных видов блокировок пор (эмульсионной, дисперсной, газовой), возникающих в процессе фильтрации в пласт технологических жидкостей на различных стадиях заканчивания скважин. Особенно остро данная проблема стоит при вскрытии продуктивного пласта протяженными горизонтальными стволами, площадь фильтрации и время контакта с технологическими

жидкостями для которых в несколько раз превосходят таковые для вертикальных и наклонно-направленных скважин.

Одним из наиболее прогрессивных направлений в области бурения и добычи является разработка «цепочки» последовательно связанных между собой технологий. В этом плане актуальной является задача внедрения в практику концепции комплексного использования олеофильных систем, согласно которой каждая закачиваемая в скважину жидкость учитывает характер и свойства жидкости, используемой на предыдущем этапе работ. К пониманию необходимости реализации подобной концепции приходит большинство разработчиков, т.к. несовместимость используемых жидкостей между собой может свести на нет усилия на отдельном этапе технологической цепочки.

При разработке и внедрении новых технологий необходимо решать также вопросы утилизации и переработки образующихся отходов. Актуальность разработки технологии утилизации ТЖНО не вызывает сомнения, т.к. это позволит значительно сократить материальные расходы на приготовление дорогостоящих жидкостей и уменьшить техногенное воздействие на окружающую среду.

Приоритетной задачей большинства недропользователей является поиск инновационных подходов к обеспечению безаварийной проводки скважин в сложных горно-геологических условиях бурения, повышению продуктивности скважин с одновременным снижением объемов образования отходов бурения. В этой связи, интеграция методических подходов к управлению межмолекулярными взаимодействиями и силами на поверхности раздела фаз «жидкость – жидкость», «горная порода – жидкость» служит основой решения региональных проблем при строительстве скважин, снижения степени загрязненности ПЗП, повышения экологической безопасности буровых работ.

Степень разработанности проблемы

Большой вклад в исследование закономерностей формирования технологических характеристик ТЖНО, технологий их применения в процессах строительства и освоения скважин внесли работы Кистера Э.Т., Токунова В.И., Орлова Г.А., Глущено В.Н., Кошелева В.Н., Конесева Г.В., Петрова Н.А., Гайдарова

ва М.М-Р., Ишбаева Г.Г., Заворотного В.Л., Шишкова С.Н., Соловьева А.Я., Salager J.L., Aston M. и др. Несмотря на большой вклад отечественных и зарубежных исследователей, вопросы повышения качества ТЖНО для их применения при повышенных пластовых температурах и давлениях, при проводке горизонтальных участков ствола скважин недостаточно проработаны и потребовали проведения комплекса экспериментальных исследований и обобщения полученных результатов при практической реализации на скважинах. Следует также отметить недостаточную проработанность вопросов разработки эффективных технологий утилизации ТЖНО, позволяющих осуществлять рециклинг и рекуперацию их дорогостоящих компонентов. В связи с этим проблема совершенствования технологий применения и утилизации ТЖНО в процессах строительства и освоения скважин сохраняет свою актуальность.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют формуле паспорта специальности 25.00.15 – «Технология бурения и освоения скважин» по пунктам: физико-химические процессы в горных породах, буровых и цементных растворах с целью разработки научных основ обоснования и оптимизации рецептур технологических жидкостей, химических реагентов и материалов для строительства скважин (п. 3); теплообменные процессы при бурении скважин с целью разработки технологии и технических средств по улучшению коллекторских свойств призабойной зоны пласта, интенсификации притока пластового флюида, предупреждения загрязнения недр, обеспечения охраны окружающей среды (п. 4).

Цель и задачи

Цель: Улучшение технико-экономических показателей строительства скважин за счет разработки составов, совершенствования методов применения и утилизации технологических жидкостей на неводной основе на базе научно обоснованной концепции формирования их свойств и изучения процессов взаимодействия в системах «жидкость – жидкость» и «горная порода – жидкость».

Задачи:

1 Совершенствование методологии и алгоритмов выбора состава и свойств эмульсионных буровых растворов для снижения технологических рисков при строительстве скважин.

2 Совершенствование гидравлических режимов промывки пологих и горизонтальных участков ствола скважин за счет регулирования реологических свойств эмульсионных буровых растворов.

3 Обоснование и разработка концепции комплексного использования олеофильных систем и изучения процессов физико-химического взаимодействия в системе «горная порода – жидкость» для повышения качества вскрытия терригенных коллекторов в скважинах с нецементируемым горизонтальным стволом большой протяженности.

4 Разработка рецептур эмульсионных растворов и технологий их рециклинга и рекуперации на основе целенаправленного регулирования степени сродства фаз для улучшения экологической и промышленной безопасности проведения буровых работ.

5 Промысловая апробация и промышленное внедрение разработанных составов жидкостей на неводной основе и технологий их утилизации с оценкой технико-экономических показателей.

Научная новизна

1 Установлено, что риски потери устойчивости стенок при строительстве наклонных и горизонтальных скважин снижаются при применении эмульсионных буровых растворов, полученных на основе управления физико-химическими взаимодействиями в системе «горная порода – жидкость» с учетом литологического состава, структурных и текстурных особенностей глинистых пород различной степени литификации, изменений характеристик их пустотного пространства.

2 Установлено, что повышение степени пептизации органобентонита в малоароматической углеводородной среде созданием условий для инициирования процесса катастрофической инверсии фаз бутадиен-стирольного латекса с

соотношением мономеров бутадиен/стирол в диапазоне 15-50/50-85 и дополнительным введением многоатомных спиртов позволяет улучшить транспортирующую способность бурового раствора за счет повышения значений коэффициента коагуляционного структурообразования K_C на 28 – 43%.

3 Понижители гидравлического трения ПАВ из класса олигоамидов обуславливают создание сольватных слоев с низким сопротивлением сдвигу на поверхности частиц дисперсной фазы, что позволяет в утяжеленных инвертно-эмульсионных растворах с высокой концентрацией частиц уменьшить значение пластической вязкости на 15 – 27%.

4 Образование в системе термодинамически неустойчивых множественных эмульсий, имеющих значение электростабильности в диапазоне 10 – 50 В, путем ввода в систему спиртов C_{3-4} и неионогенных ПАВ с ГЛБ = 14 в мольном соотношении 1:(38,6÷47,6), активизирует процесс снижения агрегативной устойчивости в технологии рекуперации эмульсионных буровых растворов.

5 Установлен механизм разблокировки порового пространства водочувствительных терригенных коллекторов после первичного вскрытия на ЭРНО за счет растворения карбонатных кольматирующих образований в безводной среде: растворе сульфаминовой кислоты в многоатомном спирте с диэлектрической проницаемостью $\epsilon = 37,0$.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в следующем:

1 Разработан системный подход к обоснованию требований к составу и показателям свойств буровых растворов на неводной основе в зависимости от горно-геологических условий бурения, позволяющий осуществлять количественную оценку показателей их реологических, структурно-механических, ингибирующих и разупрочняющих свойств с целью повышения эффективности строительства скважин сложного профиля.

2 Научно обоснована возможность применения способа регулирования степени сродства фаз гетерогенной системы изменением гидрофильно-липофильного баланса для управления свойствами эмульсионных технологиче-

ских жидкостей, характером их взаимодействия между собой, с пластовыми флюидами и поверхностью порового пространства коллектора.

3 Развита представления о количественной оценке изменений физико-химических свойств и характеристик пустотного пространства глинистых пород под воздействием ионообменных и осмотических процессов в системе «горная порода – жидкость» в зависимости от химического состава водной фазы буровых растворов.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1 Усовершенствована методология выбора компонентного состава и показателей свойств технологических жидкостей на неводной основе, позволившая повысить эффективность проектных решений при строительстве скважин в различных геолого-технических условиях бурения. Разработанные технологические решения активно используются филиалом «ПермНИПИнефть» при составлении проектно-сметной документации – групповых рабочих проектов и индивидуальных программ на строительство и реконструкцию скважин.

2 По результатам теоретических и экспериментальных исследований разработаны и внедрены при строительстве нефтяных скважин рецептуры и технологии применения технологических жидкостей на неводной основе, повышающие эффективность бурения и освоения скважин в сложных горно-геологических условиях. Все разработанные технологические жидкости защищены патентами РФ.

3 Внедрены системные решения по технологиям рециклинга и рекуперации отработанных технологических жидкостей на неводной основе. Разработанная технология утилизации буровых растворов на неводной основе позволила значительно уменьшить нагрузку на окружающую природную среду за счет снижения объема образованных жидких отходов бурения в 1,2 – 2,3 раза на скважину.

4 Методические и аналитические разработки диссертационной работы легли в основу следующей нормативной документации, определяющей правила, технологию проведения работ и рецептуры ТЖНО:

- «Регламент по технологии приготовления и применения инвертно-эмульсионного бурового раствора» (г. Пермь, 2007 г.);
- «Технологический регламент по применению гидрофобизирующего закрепляющего состава при строительстве скважин с углами наклона более 60 градусов» (г. Пермь, 2012 г.);
- «Регламент по технологии приготовления и применению реверсивно-инвертируемого бурового раствора» (г. Пермь, 2013 г.);
- «Инструкция по технологии приготовления и применению реверсивно-инвертируемого бурового раствора» (г. Пермь, 2013 г.);
- «Регламент по технологии приготовления и применения эмульсионного бурового раствора для бурения горизонтальных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (г. Усинск, 2014 г.);
- «Инструкция по выбору и применению буровых растворов для сохранения фильтрационно-емкостных свойств коллектора при первичном вскрытии продуктивных пластов» (г. Пермь, 2015 г.);
- «Инструкция по комплексной технологии безаварийной проводки скважин с горизонтальным окончанием на отложения девонской системы» (г. Пермь, 2017 г.);
- «Технологический регламент по приготовлению, повторному использованию, хранению и утилизации буровых растворов на углеводородной основе на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (г. Пермь, 2017 г.);
- «Инструкция по технологии утилизации и повторному использованию буровых растворов на углеводородной основе при строительстве скважин методом безамбарного бурения» (г. Пермь, 2018 г.).

5 Результаты проведенных исследований и технологии, разработанные в рамках диссертационного исследования, прошли широкие промысловые испытания на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ПАО «Башнефть». Разработанные технологии в период 2007-2018 г.г. использованы при бурении 436 горизонтальных скважин с положительным технико-экономическим эффектом. Результаты исследований

используются в Уфимском государственном нефтяном техническом и Пермском научно-исследовательском политехническом университетах при подготовке специалистов нефтегазового профиля по направлениям 21.03.01 и 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

Методология и методы исследования

Задачи решались с использованием теоретических и экспериментальных методов исследования показателей общетехнологических и специальных свойств технологических жидкостей на неводной основе (ингибирующих, фильтрационных, реологических, коррозионных, поверхностно-активных и др.) в соответствии с ГОСТ 33697-2015 (ISO 10416:2008), ISO 3448:1992, стандартом API RP 13D, разработанных методов лабораторных и промысловых исследований степени очистки ПЗП, с применением методов рентгеновской томографии, электронной микроскопии, тензиометрии и др.

Использовались методы планирования эксперимента и регрессионного анализа результатов экспериментальных исследований, оценки технико-экономической эффективности внедрения разработанных технологий.

Положения, выносимые на защиту

1 Повышение устойчивости стенок скважины в интервалах терригенных водочувствительных отложений управлением в процессе бурения структурой порового пространства глинистых пород пристенного слоя ствола за счет применения инвертно-эмульсионного бурового раствора, включающего водную фазу, насыщенную по ионам кальция, и твердую фазу рационального фракционного состава, позволяющего снизить степень разупрочнения глинистых пород на 74,7%.

2 Способ регулирования реологических свойств утяжеленных инвертно-эмульсионных буровых растворов, основанный на применении ПАВ из класса олигоамидов, получаемых взаимодействием жирных кислот таллового масла и диэтилентриамин, позволяющий снизить гидродинамическую составляющую эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора на 18 %.

3 Научная идея применения в технологиях строительства и освоения скважин механизмов целенаправленного регулирования степени сродства фаз инвертной эмульсии регулированием химического состава адсорбционных слоев, позволяющих управлять целевыми свойствами эмульсионных технологических жидкостей, характером их взаимодействия с пластовыми флюидами и поверхностью порового пространства коллектора, и обеспечивающих повышение экологической безопасности буровых работ за счет снижения объема образования отходов бурения в 1,2 – 2,3 раза.

4 Рецептуры безводного кислотно-мицеллярного состава для очистки порового пространства коллектора, за счет использования полифункциональных ПАВ на основе смеси изомеров оксиэтилированных нонилфенолов и реагентов дегидратирующего действия на основе многоатомных спиртов, обеспечивающих повышение восстановления проницаемости водочувствительных терригенных коллекторов с 33 до 80 %.

5 Физико-химическое обоснование рецептуры комплексного деэмульгирующего состава, включающего спирты C_{3-4} и неионогенное ПАВ с ГЛБ = 14, а также технологии деэмульгирования отработанных эмульсионных буровых растворов на его основе.

6 Результаты промысловых испытаний и внедрения разработанных технологических жидкостей на неводной основе и технологий их утилизации в процессах строительства и освоения 436 скважин в трех нефтегазоносных провинциях России (Волго-Уральская, Тимано-Печорская, Западно-Сибирская).

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность и обоснованность научных положений, выводов и практических рекомендаций базируется на методологической проработке тематики диссертационной работы, сопоставлении результатов теоретических и экспериментальных исследований, полученных на основе широко апробированных и оригинальных методов решения задач, на достигнутых практических результатах применения разработанных технологий на конкретных скважинах.

Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на 11 конференциях, в том числе: Международной конференции «Экология северных территорий России. Проблемы, прогноз ситуации, пути развития, решения (г. Архангельск, 2002 г.); XII Международной научно-практической конференции «Эфиры целлюлозы и крахмала. Опыт и особенности применения на предприятиях нефтегазового комплекса» (г. Владимир, 2008 г.); VIII Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия» (г. Москва, 2013 г.); Международной технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче (г. Москва, 2014 г.); XXII Международной научно-практической конференции «Реагенты и материалы для строительства, эксплуатации и ремонта нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин: производство, свойства и опыт применения. Экологические аспекты нефтегазового комплекса» (г. Суздаль, 2018 г.); Российской нефтегазовой технической конференции SPE (г. Москва, 2018 г.); 3-й научно-промышленной конференции EAGE «Горизонтальные скважины 2019. Проблемы и перспективы» (г. Калининград, 2019 г.). Результаты исследований диссертационной работы неоднократно докладывались на Ученом совете Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, научно-техническом совете ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (г. Пермь, 2011-2019 г.г.), на семинарах кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета (г. Уфа, 2015-2019 г.г.).

Публикации

Основное содержание диссертации опубликовано в 53 печатных работах, в том числе в 1 монографии, 16 статьях в изданиях, входящих в перечень рекомендуемых ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, 4 публикациях в изданиях, включенных в международную базу данных Scopus, и 13 патентах РФ.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, шести глав, основных выводов и результатов, приложений общим объемом 378 страниц печатного текста. Список лите-

ратуры состоит из 293 наименований. Работа включает 58 таблиц, 43 рисунка и 25 приложений.

Автор выражает глубокую признательность и благодарность профессору Конесеву Г.В., плодотворная работа с которым способствовала постановке задач и развитию идей, положенных в основу работы, а также всем сотрудникам управления технологии строительства скважин филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» за оказанную помощь при выполнении экспериментальных исследований и проведении промысловых испытаний.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснованы актуальность и основные положения диссертационной работы.

В первой главе изложены современные представления в области применения, совершенствования технологических свойств и способов утилизации технологических жидкостей на неводной основе.

Рассмотрены особенности формирования, методы и средства регулирования структурно-механических и реологических свойств эмульсионных буровых растворов на неводной основе, на которые приходится основной объем используемых в настоящее время ТЖНО.

Изучению закономерностей получения, обеспечения кинетической и агрегативной устойчивости, регулирования свойств эмульсионных систем технологических жидкостей (ЭСТЖ), в том числе используемых в процессах строительства и освоения скважин, посвящены фундаментальные работы видных отечественных и зарубежных ученых: Б.В. Дерягина, А.А. Абрамзона, П.А. Ребиндера, И.Б. Хейфеца, В.Н. Глущенко, С.А. Рябокони, В.И. Токунова, L.L. Schramm и многих других. По результатам анализа фундаментальных работ в области ЭСТЖ показано, что на формирование их типа и свойств оказывают влияние межмолекулярные химические и физические взаимодействия в системах «ПАВ – ПАВ», «ПАВ – неполярная фаза» и «ПАВ – полярная фаза», определяющие значения работы когезии в объеме дисперсионной среды и работы адгезии на меж-

фазной поверхности.

Дальнейшему совершенствованию технологических свойств эмульсионных растворов на неводной основе посвящены исследования Кошелева В.Н., Конесева Г.В., Петрова Н.А., Гайдарова М.М-Р., Ишбаева Г.Г., Заворотного В.Л., Глущенко В.Н., Шишкова С.Н., Соловьева А.Я., Salager J.L., Aston M. и др. Большинство авторов отмечает, что применение ЭРНО позволяет уменьшать коэффициенты трения в парах «металл – металл», «порода – металл», повышать механическую скорость бурения и работоспособность долот, обеспечивать устойчивость ствола скважины, сохранять коллекторские свойства продуктивных пластов на этапе первичного вскрытия.

Анализ показал, что, несмотря на множество успешных примеров использования ЭРНО при строительстве скважин, существует ряд актуальных задач, требующих своего решения, в частности, необходимость решения проблемы совершенствования их реологического профиля в широком интервале температур. Отмечен дефицит реагентов отечественного производства, позволяющих повышать термостойкость и стабилизировать фильтрационные, реологические и структурно-механические свойства ЭРНО при изменении температуры.

Перспективным направлением в совершенствовании технологий применения и утилизации ЭРНО является целенаправленное управление процессом обращения фаз эмульсионной системы, позволяющее эффективно регулировать их технологические свойства. При этом наиболее целесообразной представляется переходная инверсия с использованием комплекса неионогенных ПАВ. Седиментационная устойчивость эмульсий, получаемых в процессе обращения фаз, определяется химическим составом и концентрацией ПАВ, присутствием твердых стабилизаторов, вязкостью дисперсионной среды. С целью дестабилизации ЭРНО и их последующего деэмульгирования предложено использовать явление катастрофической инверсии фаз.

Рассмотрение существующих методических подходов к оценке ингибирующих свойств ЭРНО показало, что большинство методов, основанных на исследовании системы «буровой раствор – глинопорошок монтмориллонитовый», не

позволяют сделать однозначную оценку влияния буровых растворов на устойчивость высоколитифицированных глинистых пород – сланцев и аргиллитов. Мы полагаем, что предлагаемая концепция, основанная на исследовании процессов изменения состава, структуры и прочностных свойств керна терригенных отложений под воздействием буровых растворов, позволит обеспечить выбор компонентного состава и параметров ЭРНО, эффективно предупреждающих гидратацию глинистых пород стенок скважины, и сохранить их структурно-механическую прочность.

Одной из особенностей ЭРНО является их высокая эмульгирующая способность по отношению к технологическим жидкостям на водной основе, используемым на этапах освоения, вторичного вскрытия и глушения скважин, что во многих случаях приводит к образованию в порах и трещинах пласта вязких эмульсионных «пробок», которые трудно поддаются разрушению и удалению. К сожалению, технологиям освоения скважин, пробуренных на ЭРНО, в настоящее время уделяется недостаточное внимание. Весьма перспективными являются разработка и внедрение специальных жидкостей, деструктурирующих кольматационный экран, сформированный на этапе первичного вскрытия, исключая образование блокирующих эмульсий и осадков на границе контакта «ЭРНО – жидкость освоения». Наиболее актуальной разработкой подобных составов является при заканчивании скважин открытым забоем в терригенных коллекторах и скважин с горизонтальным окончанием ствола.

В настоящее время при строительстве скважин уделяется большое внимание экологической безопасности проводимых работ. Анализ показал, что вопросы обезвреживания и утилизации технологических жидкостей на неводной основе актуальны даже для инновационных систем на основе синтетических органических производных, позиционируемых разработчиками в качестве экологически безопасных. В этой связи разработка технологий утилизации отработанных технологических жидкостей на неводной основе позволит снизить объем образования отходов бурения и повысит экономичность работ по бурению и добыче нефти.

Исходя из вышеизложенного, поставлена цель работы и сформулированы задачи исследований.

Во второй главе приведена комплексная методика лабораторно-промысловых исследований физико-механических свойств и структуры горных пород; общетехнологических, фильтрационных, реологических, ингибирующих показателей ТЖНО, применяемых в процессах строительства и освоения скважин.

Для определения реологических и фильтрационных свойств ЭРНО обосновано применение приборов (ротационных вискозиметров, фильтр-прессов), позволяющих проводить испытания в условиях, приближенных к термобарическим условиям строительства скважин. В качестве критерия транспортирующей способности буровых растворов использован коэффициент коагуляционного структурообразования, представляющий собой отношение значения динамического напряжения сдвига раствора к его пластической вязкости.

Для проведения качественной и количественной оценки изменений, происходящих во внутренней структуре эмульсионных систем ТЖНО под воздействием различных факторов (при введении отдельных реагентов, изменении температуры системы, обращении фаз) использован метод оптической микроскопии и программное обеспечение SIAMS Photolab.

С целью обоснования рецептур деструктурирующих составов, используемых для очистки порового пространства ПЗП, разработана комплексная методика, включающая исследование растворяющей способности кислотных составов по отношению к гидрофобизированному карбонату кальция, выбор комплекса ПАВ, оценку эффективности диспергирующего действия составов по отношению к фильтрационной корке ЭРНО. Поверхностно-активные свойства технологических жидкостей на границе раздела фаз «жидкость – жидкость», «жидкость – твердое тело» определялись с использованием анализатора формы капли модели DSA 100 производства компании KRUSS. Методика максимально приближена к скважинным условиям за счет моделирования температуры, перепада давления, состава и соотношения реагирующих веществ.

Приведен методологический подход к оценке показателей деэмульгирования отработанных ЭРНО (одного из видов отходов бурения), включающий выбор компонентного состава и концентрации реагентов-деструкторов, а также обоснование оптимального режима их ввода в систему с целью выделения максимально возможного количества дисперсионной среды, пригодной для использования в новом технологическом цикле. В качестве показателя деэмульгирования использовалось значение агрегативной устойчивости ЭРНО (A_y , %) после ввода реагентов-дестабилизаторов, определяемое по формуле:

$$A_y = [(W_0 - W) / W_0] \cdot 100, \quad (1)$$

где W_0 – исходное содержание дисперсионной среды в ЭРНО, об.%

W – количество дисперсионной среды, выделенной из ЭРНО при деэмульгировании, об.%.

Значительное внимание уделено разработке новых методологических подходов к изучению ингибирующих свойств ЭРНО. Разработанная методология выбора буровых растворов для строительства скважин в интервалах залегания глинистых отложений включает в себя комплекс исследований литологического состава и структуры глинистых пород с применением микрозондового, рентгенофазового, рентгенофлуоресцентного, микроскопического и томографического методов (Рисунок 1).

При проведении экспериментальных исследований использовался керн из тульского терригенного, радаевского горизонтов каменноугольной системы, титманского терригенного и джьерского горизонтов девонской системы. Породы данных горизонтов относятся к аргиллитам и обуславливают возникновение наибольших осложнений, связанных с потерей устойчивости стенок при строительстве горизонтальных скважин во многих регионах РФ.

Для изучения характера и динамики физико-химического взаимодействия ЭРНО с рассматриваемыми породами использовались методики оценки следующих показателей: степень разупрочнения образцов пород и их диспергирования в среде растворов; интенсивность и характер ионообменных процессов в системе «раствор – глинистая порода»; динамика набухания глинистых пород; из-

менение текстурных и структурных особенностей образцов пород, а также их прочностных свойств под воздействием исследуемых растворов.

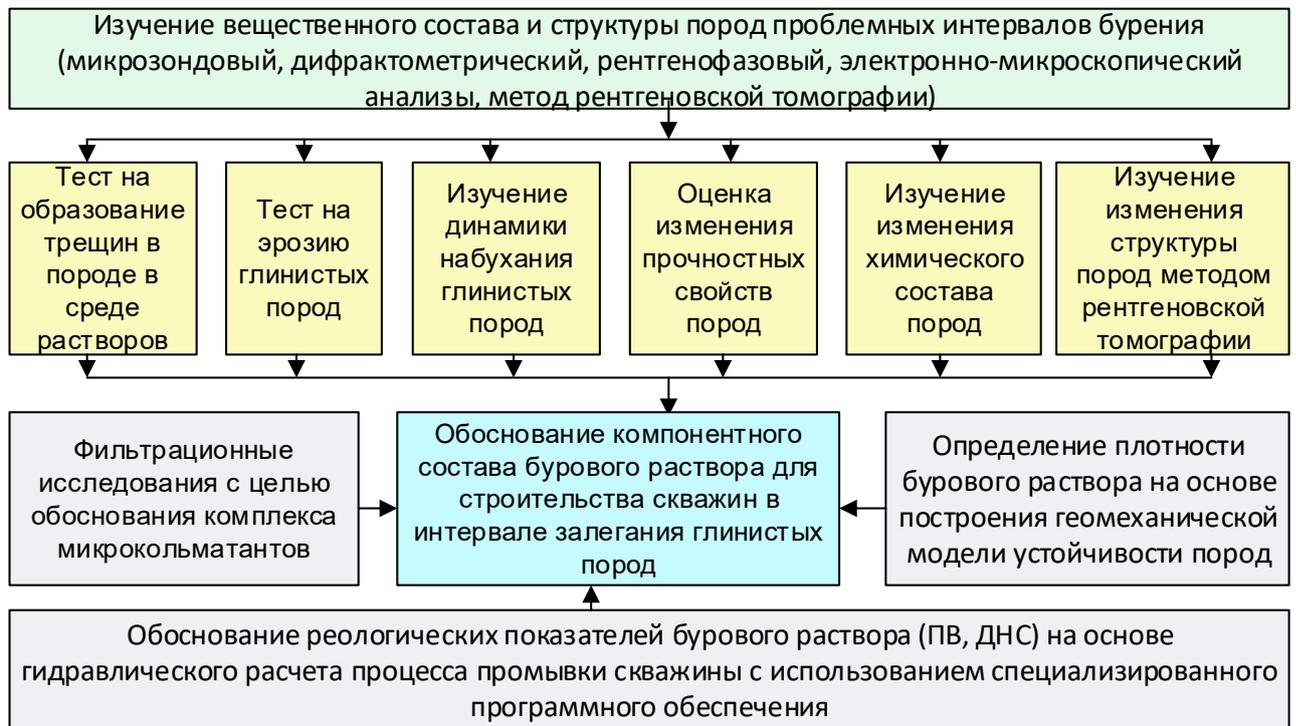


Рисунок 1– Методы исследований, применяемые при выборе бурового раствора для строительства скважин в интервалах залегания глинистых пород

В качестве передовых методов оценки ингибирующих свойств ЭРНО использовались методы рентгеновской томографии и микроскопии, позволяющие проводить анализ структуры породы без разрушения образца и изменений трещинно-пустотного пространства породы после воздействия растворов. Работы выполнены на компьютерном томографе на базе рентгеновской установки марки Nikon Metrology UKXTH225 ST, стереомикроскопе RZP производства MEIJI и сканирующем электронном микроскопе JSM-390LV производства JEOL.

Динамика изменения количества трещин и их раскрытости в изучаемых образцах пород оценивалась на основе сравнительного анализа 3D-изображений с применением специального алгоритма расчета количества трещин в элементарном объеме образца.

Третья глава посвящена обоснованию и разработке способов регулирования реологических, ингибирующих, фильтрационных свойств и пожаробезопасности эмульсионных растворов на неводной основе в различных горно-

геологических условиях, в том числе при строительстве скважин с горизонтальным окончанием ствола, повышенных пластовых температурах и давлениях, наличии пластов с низким градиентом гидроразрыва.

С целью повышения эффективности применения ЭРНО при бурении скважин сложного профиля определены основные требования, предъявляемые к буровым растворам в зависимости от горно-геологических условий применения (Рисунок 2).

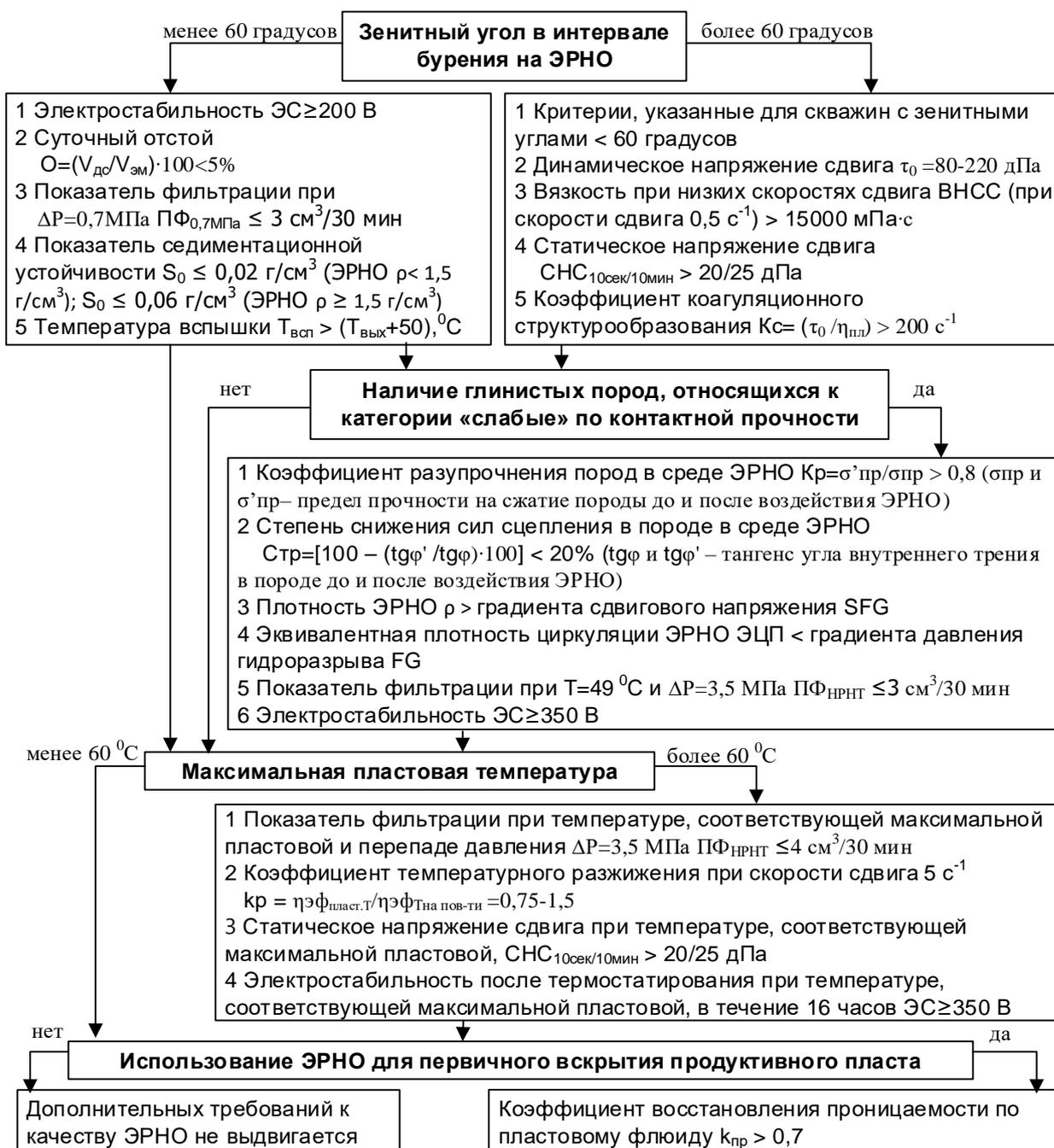


Рисунок 2 – Критерии оценки качества ЭРНО

На основании указанных требований сформулированы теоретические предпосылки выбора компонентного состава, научно обоснованы и экспериментально подтверждены способы регулирования реологических, ингибирующих, фильтрационных свойств и пожаробезопасности базовых рецептур ЭРНО.

Выполнено поэтапное изучение влияния факторов различной физико-химической природы на формирование реологических свойств ЭРНО, в том числе типа и концентрации углеводородной (УВ) фазы, физико-химических свойств эмульгаторов и стабилизаторов системы, и т.д.

С целью установления закономерностей изменения реологических свойств ЭРНО в зависимости от водомасляного соотношения, выполнено исследование влияния концентрации водной фазы на эффективную вязкость базового раствора, приготовленного с использованием в качестве УВ фазы низковязких минеральных масел (с классом вязкости 2-10 по ISO 3448-1992), при скоростях сдвига в диапазоне $5,1-1021,8 \text{ с}^{-1}$ и температуре от 25 до 50 °С. В качестве примера на Рисунке 3 показано влияние концентрации водной фазы на эффективную вязкость ЭРНО на основе масла ЛУКОЙЛ ВГ (класс вязкости 7) при температуре 25 °С и различных скоростях сдвига. Интервал скоростей сдвига выбран с учетом охвата условий течения бурового раствора в затрубном пространстве и внутрискважинном оборудовании.

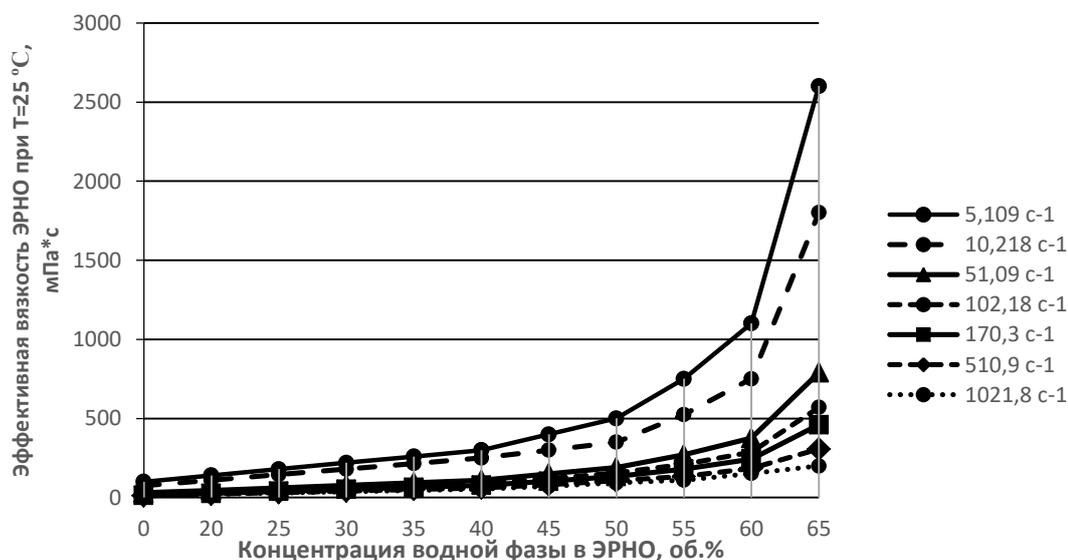


Рисунок 3 – Влияние концентрации водной фазы на эффективную вязкость ЭРНО на основе масла ЛУКОЙЛ ВГ

Для ЭРНО на основе исследованных масел критической концентрацией водной фазы является 55-60 об.%, при превышении которой отмечен резкий рост эффективной вязкости во всем диапазоне скоростей сдвига, это свидетельствует о приближении точки инверсии фаз. Резкий рост вязкости обусловлен ухудшением условий для диспергирования глобул водной фазы и, как следствие, увеличением размера глобул и сил трения между ними. На основе статистической обработки экспериментальных данных методом регрессионного анализа для каждого из исследованных масел, используемых в качестве УВ фазы ЭРНО, установлено критическое водосодержание, которое следует учитывать при проектировании новых рецептур буровых растворов.

Одним из определяющих факторов, оказывающих существенное влияние на структурно-механические и реологические свойства ЭРНО, являются физико-химические свойства эмульгаторов и стабилизаторов системы. Теоретически обоснована и экспериментально доказана целесообразность использования композиционных неионогенных эмульгаторов на основе амидов жирных кислот с добавлением свободных жирных кислот, предпочтительно с разветвленной структурой УВ радикала (талловых масел), в 1,2 – 1,8 раза повышающих структурно-механические свойства растворов. Указанные соединения увеличивают термодинамическую устойчивость эмульсионных систем за счет образования прочных адсорбционных слоев молекул ПАВ на границе раздела водной и органической фаз, что снижает поверхностное натяжение и замедляет коалесценцию глобул водной фазы.

При применении ЭРНО актуальной задачей является регулирование технологических параметров растворов, в особенности реологических характеристик, для различных термобарических условий. Совместно с Хвоциным П.А. научно обоснован и экспериментально подтвержден механизм регулирования реологических свойств и повышения термостойкости ЭРНО путем инициирования процесса катастрофической инверсии фаз бутадиен-стирольных латексов (БСЛ), представляющих собой стабилизированные эмульгаторами водные дисперсии бутадиен-стирольных каучуков. При вводе БСЛ в ЭРНО за счет

присутствия в последнем эмульгаторов эмульсий II рода происходит инверсия фаз БСЛ, представляющего собой прямую эмульсию, с высвобождением в объем дисперсионной среды ЭРНО макромолекул бутадиен-стирольных каучуков. Присутствие в составе ЭРНО молекул бутадиен-стирольных каучуков с соотношением мономеров бутадиен/стирол на уровне 15-50/50-85% в совокупности с многоатомными спиртами увеличивает степень пептизации органофильного бентонита в дисперсионной среде, представленной низкоароматическими минеральными маслами, что позволяет повысить значения статического напряжения сдвига (CHC) в 2,0-3,2 раза (Рисунок 3), вязкости при низких скоростях сдвига ($BHCC$) на 20-25%, коэффициента коагуляционного структурообразования (K_C) – на 28-43%.

Механизм работы стирольных звеньев молекулы каучука в отношении сольватации органобентонита связан с повышением полярности УВ среды за счет наличия дипольного момента в мономерных остатках стирола вследствие перераспределения электронной плотности между бензольным кольцом и линейной частью мономерного остатка.

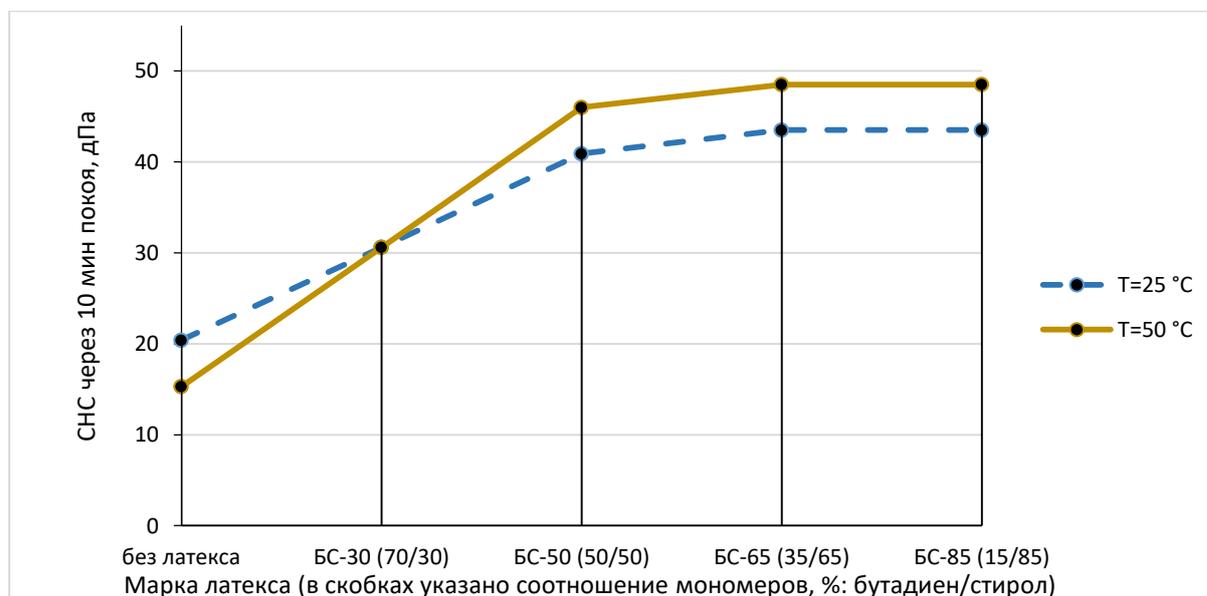


Рисунок 3 – Влияние состава БСЛ на значение СНС (через 10 минут покоя) ЭРНО на основе органофильного бентонита

При проводке горизонтального участка скважины в условиях аномально высокого пластового давления необходимость обеспечения расчетного

противодавления на стенки ствола требует ввода в состав ЭРНО значительных концентраций утяжелителей (барита и измельченного мрамора), снижающих агрегативную устойчивость и значительно повышающих вязкость ЭРНО. Основной задачей разработчиков рецептур утяжеленных ЭРНО является снижение внутреннего трения в системе в области высоких скоростей сдвига и предотвращение флокуляционно-седиментационных процессов.

В рамках диссертационной работы проведено исследование эмульгирующих и гидрофобизирующих свойств наиболее известных групп химических соединений, используемых в современных рецептурах ЭРНО в качестве вторичных эмульгаторов и смачивателей твердой фазы: жирных кислот, эфиров и амидов жирных кислот, амидоаминов, олигоамидов, производных имидазолина. По результатам исследований обоснован способ регулирования реологических свойств ЭРНО с высокой концентрацией твердой фазы за счет использования в качестве понизителя гидравлического трения между частицами дисперсной фазы ПАВ из класса олигоамидов, позволяющих снижать значение пластической вязкости раствора на 15 – 27 %. Снижение пластической вязкости в указанном диапазоне приводит в соответствии с уравнением Е.Г. Леонова и В.И. Исаева к уменьшению гидравлического сопротивления при циркуляции ЭРНО через скважину на 4 – 8%. Рассмотрен механизм действия олигоамидов, препятствующих сближению частиц дисперсной фазы и, как следствие, снижающих силы трения между ними в области высоких скоростей сдвига.

Значительное внимание в диссертационной работе уделено исследованию процессов взаимодействия ЭРНО с глинистыми породами различной степени литификации, с которыми связаны наибольшие проблемы с устойчивостью стенок скважин. По результатам исследований обоснованы принципы повышения устойчивости стенок скважин в интервалах высоколитифицированных глинистых пород за счет выбора компонентного состава водной фазы ЭРНО, реагентов кольматирующего действия и инверсии смачиваемости поверхности пород.

В качестве решающего фактора управления устойчивостью стенок скважины выступает ингибирующая способность буровых растворов, под которой

следует понимать совокупность физико-химических свойств раствора, обеспечивающих замедление/предотвращение процессов набухания, растрескивания, разупрочнения и диспергирования пород. Ингибирующую способность буровых растворов предлагается оценивать, в том числе, по коэффициенту разупрочнения и степени снижения сил сцепления в матрице конкретной породы. При интерпретации результатов исследования с целью учета анизотропии прочностных свойств пород предложено использование коэффициента разупрочнения пород K_p , представляющего собой отношение пределов прочности на сжатие образца породы после контакта с исследуемой жидкостью и исходного образца.

По результатам исследований, предел прочности на сжатие образцов аргиллитов тиманского терригенного горизонта (D_{3tm}) в наибольшей степени снижается в среде растворов на водной основе ($K_p = 0,26-0,28$ через 14 сут. контакта). В среде ЭРНО с использованием в качестве дисперсной фазы пресной воды и раствора хлорида калия также отмечено снижение предела прочности образцов пород ($K_p = 0,4-0,5$ через 14 сут. контакта). По-видимому, снижение прочностных свойств пород в данном случае связано со снижением энергии внутренних связей между отдельными элементами породы за счет их гидратации. Известно, что в тонкодисперсных породах прочность водно-коллоидных межчастичных связей, образующихся в результате адсорбции воды, на несколько порядков ниже прочности кристаллизационных и цементационных связей в отсутствии гидратации.

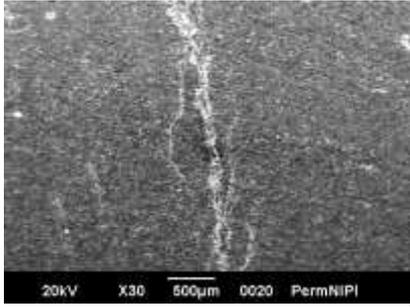
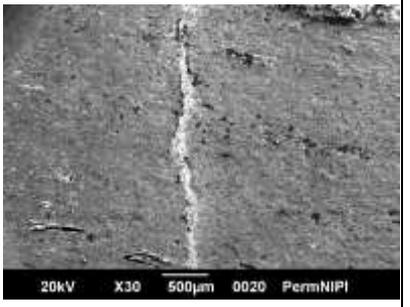
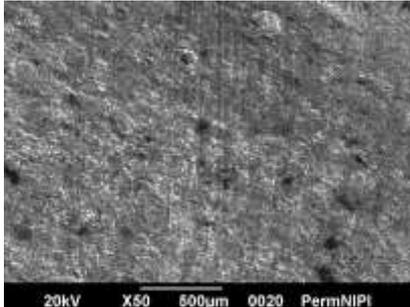
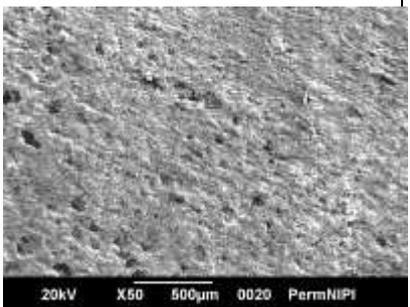
В среде ЭРНО на основе насыщенного раствора хлорида кальция, также как и в безводной среде, ухудшения прочностных свойств породы не отмечено. Напротив, в ряде экспериментов зафиксировано увеличение значения предела прочности на сжатие, что, по всей видимости, обусловлено процессом заполнения пустотного пространства образцов пород исследованными растворами ($K_p = 1-1,13$ через 14 сут. контакта).

Полученные данные подтверждают также результаты исследований процесса массообмена в системе «ЭРНО – горная порода». В частности, в случае использования в качестве дисперсной фазы ЭРНО пресной воды отмечен процесс выщелачивания из породы ионов калия и натрия. В случае применения рас-

твора хлорида калия установлен обмен содержащихся в растворе катионов калия на катионы натрия и кальция, процесс ионообмена направлен из раствора в породу. Считаем, что при оптимизации рецептуры бурового раствора следует стремиться к минимизации изменений состава вскрываемых пород. По результатам исследований этому критерию в наибольшей степени соответствует ЭРНО на основе водных растворов, насыщенных по иону кальция.

Наблюдаемые изменения в химическом и минеральном составе глинистых пород под воздействием буровых растворов приводят к изменению их структурно-текстурных характеристик, что подтверждают результаты электронно-микроскопического анализа образцов пород после воздействия ЭРНО с различным компонентным составом водной фазы. В качестве примера в Таблице 1 представлены результаты электронно-микроскопического описания образцов породы D_{3tm} после выдержки в среде ЭРНО на основе насыщенных растворов хлорида калия и хлорида кальция.

Таблица 1 – Результаты электронно-микроскопического описания образцов породы D_{3tm} до и после воздействия ЭРНО с различной водной фазой

Состав водной фазы ЭРНО	Электронно-микроскопическое изображение образца		Описание изменения образца после воздействия ЭРНО
	до воздействия ЭРНО	после воздействия ЭРНО	
Раствор <i>KCl</i>			Отмечено удаление цементирующего вещества, заполняющего пустоты пор и микротрещин, увеличение количества и размера микропор поверхности образца
Раствор <i>CaCl₂</i>			Отмечена частичная коагуляция микротрещин и микропор компонентами, входящими в раствор. Существенного изменения микропористости образца не отмечено

Анализ результатов исследований показал, что применение в качестве дисперсной фазы ЭРНО водных растворов, насыщенных по ионам кальция, позволяет в 2,8 раза снизить степень разупрочнения глинистых пород по сравнению с ЭРНО на основе пресной воды, а также предотвратить изменения в структуре породы, связанные с развитием микротрещиноватости и снижением ее прочности. Значение водомасляного соотношения в рецептуре ЭРНО существенного влияния на изменение прочностных свойств пород не оказывает.

Проведенные экспериментальные исследования по оценке фильтрационных свойств ЭРНО с использованием различной фильтрующей среды позволили установить, что глобулы водной фазы ЭРНО в отсутствие твердой фазы не способны создавать фильтрационный экран на стенке скважины. Это связано с тем, что основная часть глобул эмульсии при высоком уровне диспергирования имеет размер менее 5 мкм, и легко проникает в поры и микротрещины пород. При проводке скважин в интервале залегания тиманских терригенных отложений с целью формирования прочного кольматационного экрана на стенке ствола обосновано применение в составе ЭРНО композиционного микрокольматанта, включающего хризотил-асбест, кремнезем Асил 300, полимерный реагент Neolith 3500, модифицированную битумную эмульсию, $CaCO_3$ с размером фракции от 1 до 5 мкм, и позволяющего снижать проницаемость фильтрационной корки по отношению к дисперсионной среде ЭРНО более чем на 98%. С использованием метода электронной микроскопии установлен механизм действия композиционного микрокольматанта, основанный на формировании «ячеистой» структуры фильтрационной корки, гидрофобизации поверхности и образовании хемосорбционных связей между компонентами микрокольматанта.

По результатам исследований реологических, ингибирующих и фильтрационных свойств ЭРНО разработана рецептура раствора с комплексом микрокольматантов (ИЭР-МК), водная фаза которого представлена насыщенным раствором солей кальция. Концентрация в растворе комплекса микрокольматантов определена на основе регрессионного анализа результатов экспериментальных

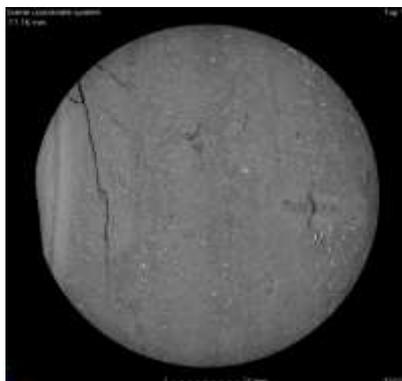
исследований. Рецептúra разработанного бурового раствора с соотношением фаз УВ:В, равным 50:50, приведена в Таблице 2.

Таблица 2 – Пример рецептуры раствора ИЭР-МК

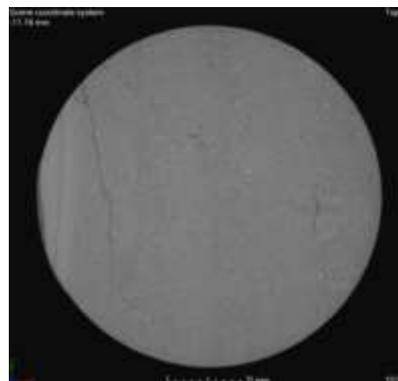
Наименование реагента	Назначение реагента	Концентрация реагента в 1 м ³ раствора
Масло Эколайт	Дисперсионная среда	463 л
Водный раствор $CaCl_2$ $\rho=1390$ кг/м ³ / водный раствор солевого состава МНК $\rho=1560$ кг/м ³	Дисперсная фаза	463 л
Эмульверт	Эмульгатор	30 л
Ультрамул	Гидрофобизатор из класса олигоамидов	10 л
Инжель (комплексный реагент на основе БСЛ и смеси многоатомных спиртов)	Термостабилизатор, регулятор реологических свойств	30 л
Инбит (битумная эмульсия)	Комплекс микрокольматантов	10 л
Ультрафрак (комплексный микрокольматант)		10 кг
Органобентонит	Коркообразующий реагент	10 кг
Пента-467	Пеногаситель	0,2 л
Микрокальцит определенного фракционного состава	Кислоторастворимый кольматант, утяжелитель	до требуемой плотности

По результатам томографических исследований образцов аргиллитов джъерского горизонта до и после воздействия на них ИЭР-МК отмечено заметное снижение средней накопленной раскрытости трещин (на 23,8 %) и существенное уменьшение числа трещин в образцах. Наблюдаемые изменения параметров трещинно-пустотного пространства породы можно связать с «залечиванием» трещин, изначально имеющих в образцах, твёрдой фазой раствора на фоне отсутствия появления новых трещин (Рисунок 4). Разработанный комплекс микрокольматантов, входящих в рецептуру ИЭР-МК, позволяет получать раствор с ультранизкой фильтрацией ($ПФ_{3,5}$ МПа ≤ 1 см³/30 мин при $T = 50$ °С), предотвращающий внедрение раствора в породу и «изолирующий» породу от передачи давления из скважины в поры и трещины пласта. По результатам исследования, в среде ИЭР-МК по сравнению с раствором-аналогом (после контакта с которым в образцах пород отмечено развитие интенсивной волосовидной микротрещино-

ватости) снижение степени разупрочнения глинистых пород джъерского горизонта составляет 74,7%.



Срез томограммы образца керна до воздействия раствора.



Срез томограммы образца керна после воздействия раствора.

Рисунок 4– Томографические снимки образца керна джъерского горизонта до и после воздействия ИЭР-МК

С целью разработки технологических мероприятий по обеспечению пожарной безопасности и взрывобезопасности при проведении работ с ЭРНО, исследовано влияние на температуру вспышки ЭРНО их компонентного состава: температуры кипения углеводородов, используемых в качестве дисперсионной среды, и объемного содержания водной фазы. Экспериментально подтверждено, что температура вспышки раствора определяется, в первую очередь, температурой вспышки содержащихся в УВ основе раствора летучих горючих компонентов, объемное содержание которых в газопаровоздушной смеси над поверхностью раствора в процессе его нагрева не зависит от наличия в системе твердой фазы. Использование рецептур ЭРНО с содержанием водной фазы на уровне 40-50 об.% позволяет в 1,3 – 1,5 раз повысить значение температуры вспышки раствора по сравнению с безводными системами.

Таким образом, проведенный в рамках диссертационной работы комплекс экспериментальных исследований позволил обозначить физико-химические подходы к управлению реологическими, ингибирующими, фильтрационными и пожароопасными свойствами ЭРНО, используемых при строительстве скважин с горизонтальным окончанием, пологих скважин и скважин с большим отходом от вертикали.

Загрязнение ПЗП на этапе первичного вскрытия с применением ЭРНО приводит к формированию зон пониженной проницаемости, определяющих величину скин-фактора. Учитывая актуальность указанной проблемы, особенно при вскрытии продуктивного пласта скважинами с нецементируемыми горизонтальными стволами большой протяженности, **четвертая глава** посвящена комплексу исследований по очистке порового пространства ПЗП после первичного вскрытия на ЭРНО. Требования к составам для очистки ПЗП в зависимости от зоны загрязнения обобщены в Таблице 3.

Таблица 3 – Требования к деструктурирующим составам

№	Зона загрязнения	Требования к деструктурирующему составу
1	Фильтрационная корка ЭРНО	<ul style="list-style-type: none"> - способность к диспергированию фильтрационной корки ЭРНО; - проявление растворяющей способности по отношению к коагулирующим добавкам; - обеспечение времени разрушения фильтрационной корки ЭРНО в пластовых условиях, не превышающего длительности операций по вызову притока из скважины
2	Кольматационный слой	<ul style="list-style-type: none"> - высокая проникающая способность в ПЗП; - способность разрушать эмульсионные пробки в поровом пространстве ПЗП за счет деэмульгирующего действия; - растворение и диспергирование используемых в рецептуре ЭРНО кислоторастворимых коагулянтов и частиц выбуренного шлама; - способность к растворению органических коллоидов
3	Зона инфильтрации	<ul style="list-style-type: none"> - высокие деэмульгирующие свойства; - способность к выносу из пласта потоком нефти; - при использовании в условиях терригенных коллекторов способность к дегидратации поверхности порового пространства пород; - предотвращение образования водной блокады порового пространства за счет поглощения молекул воды; - способность целенаправленно изменять характер смачивания поверхности пор и микротрещин пласта

На основании указанных выше требований определены основные компоненты, рекомендуемые к включению в рецептуру деструктурирующего состава для очистки порового пространства терригенных коллекторов после их вскрытия на ЭРНО: органическая растворяющая и водопоглощающая основа; кислотный реагент; регулятор плотности; ПАВ или их комплекс.

Известно, что наибольшей растворяющей способностью по отношению к карбонату кальция, являющемуся основным коагулянтном в большинстве рецеп-

тур ЭРНО, обладают водные растворы сильных минеральных кислот. В то же время в терригенных коллекторах, содержащих гидратируемые глинистые минералы, применение деструктурирующих составов с водной фазой не рекомендуется. Проведенные исследования по оценке растворения карбоната кальция в растворах органических кислот в органических полярных растворителях с различной диэлектрической проницаемостью показали, что для растворения карбоната кальция и очистки зоны коагуляции в качестве кислотного реагента деструктурирующего состава целесообразно применение раствора сульфаминовой кислоты в растворителе из класса двухатомных спиртов. Степень растворения карбоната кальция, гидрофобизированного УВ основой ЭРНО, в указанном реагенте составляет около 100 %.

Низкая проницаемость фильтрационной корки ЭРНО при первичном вскрытии достигается, в том числе, благодаря наличию в ней высокой концентрации тонкодиспергированных глобул водной фазы, ведущих себя в составе корки аналогично деформируемым частицам твердой фазы. Для разрушения фильтрационного экрана ЭРНО деструктурирующий состав должен обладать способностью к деградации связей между компонентами фильтрационной корки за счет диспергирующего действия комплекса ПАВ и дегидратирующего действия растворителя. С целью усиления диспергирующего эффекта деструктурирующего состава в отношении фильтрационной корки ЭРНО обосновано применение реагентов из класса НПВ с гидрофильно-липофильным балансом (ГЛБ) 12-14, обладающих инвертирующим действием в отношении эмульсий II рода. Введение в рецептуру деструктурирующего состава указанных ПАВ усиливает его диспергирующее действие в отношении фильтрационной корки ЭРНО на 8,7 – 15,5 %.

Первостепенное влияние на закономерности фильтрации флюидов в пористой среде коллектора оказывают поверхностные явления на границе раздела фаз в системе «технологическая жидкость – горная порода». Известно, что технологические жидкости на водной и неводной основе, фильтрующиеся в породу на различных этапах строительства и освоения скважин, не являются инертными по

отношению к породам и способны значительно изменять физико-химические свойства внутрипоровой поверхности пород коллектора.

Поверхностно-активные компоненты ЭРНО следует рассматривать в качестве модификаторов фазовой проницаемости (по аналогии с реагентами-модификаторами фазовой проницаемости, используемыми в технологиях повышения нефтеотдачи пласта), поскольку они способны сорбироваться на поверхности пород порового пространства коллектора и изменять их смачиваемость.

По данным ряда исследователей физико-химических свойств керна, с ростом гидрофобности породы при одинаковом значении водонасыщенности проницаемость по нефти уменьшается вследствие того, что капиллярные силы противодействуют вытеснению нефти из пористой среды. Это свидетельствует о том, что существенная гидрофобизация породы не способствует увеличению коэффициента нефтевытеснения. Для преодоления сил молекулярного сцепления, которые удерживают нефть на поверхности породы, необходимо изменить смачиваемость пласта, либо снизить поверхностное натяжение на границе раздела фаз «фильтрующаяся жидкость – горная порода». С повышением смачиваемости поверхности каналов фильтрации водой увеличивается фазовая проницаемость для несмачивающей фазы (нефти), которая в данном случае будет располагаться в порах на определенном расстоянии от поверхности и может быть достаточно подвижной. По данным W. Abdallah, максимальная степень нефтеизвлечения достигается из слегка гидрофильных образцов породы.

Для повышения проницаемости коллектора по нефти на этапе освоения скважины рекомендуется использовать технологические жидкости (очищающие составы), способствующие частичной гидрофилизации и/или формированию промежуточной смачиваемости внутрипорового пространства пласта, когда отдельные участки поверхности имеют различный тип смачиваемости.

При оценке влияния поверхностных явлений на границе раздела фаз «технологическая жидкость – горная порода» на характер фильтрации пластовой нефти проведены лабораторные исследования с использованием масло- и водорастворимых ПАВ с ГЛБ 6-14, по физико-химическим свойствам относящихся к

смачивающим агентам. Поскольку наибольшее негативное влияние технологических жидкостей на снижение проницаемости по нефти отмечается для низкопроницаемых коллекторов, в проведенных испытаниях в качестве фильтрующей (пористой) среды использовались керамические диски проницаемостью по воздуху 400 мД, соответствующие, по данным Г.Г. Ишбаева, проницаемости по нефти 50 – 100 мД. При этом использовалась пластовая нефть с одного из месторождений Пермского края, относящаяся к группе «тяжелых» нефтей с повышенным содержанием смол и асфальтенов. В рамках экспериментов определяли скорость фильтрации нефти через керамические диски, предварительно выдержанные в исследуемых растворах ПАВ, поверхностное натяжение растворов на границе с нефтью и угол смачивания нефтью предметного стекла, обработанного исследуемым раствором.

По результатам исследования были сделаны следующие выводы:

- техническая вода, проникая в поровую среду, вероятнее всего, за счет действия капиллярных сил вследствие высокого поверхностного натяжения, а также возможного эмульгирования, значительно снижает скорость фильтрации пластовой нефти (на 60 % по сравнению с диском, выдержанным в нефти);

- ввод в техническую воду ПАВ из группы смачивателей, снижающих поверхностное натяжение на границе раздела фаз «вода – пластовая нефть» на 67÷87 %, повышает скорость фильтрации пластовой нефти через пористую среду по сравнению с аналогичным показателем для воды (на 37–50 %);

- ввод в УВ растворы маслорастворимых смачивателей в концентрации 0,5 об.%, приводящих к частичной гидрофилизации поверхности (о чем свидетельствует повышение значений угла смачивания подложки неполярной жидкостью), способствует увеличению скорости фильтрации нефти на 8,4 – 13,7 %.

Таким образом, по результатам исследования установлено, что технологические жидкости, содержащие ПАВ, выполняющие функции модификаторов смачиваемости поверхности, проникая в поровое пространство, оказывают положительное влияние на приток нефти после ввода скважины в эксплуатацию. Реагенты-гидрофилизаторы способны вытеснять природные ПАВ нефти с по-

верхности породы в результате воздействия на адсорбционные слои, снижая силы адгезии и улучшая непрерывность фильтрационного потока. По результатам исследований, использование в рецептуре деструктурирующего состава реагентов из класса НП АВ с ГЛБ 12-14 способствует частичной гидрофилизации поверхности, что в свою очередь приводит к увеличению скорости фильтрации нефти в зоне инфильтрации.

Одним из основных факторов, влияющих на изменение фазовой проницаемости зоны инфильтрации, является степень насыщения породы водной средой, которая определяется количеством воды, поступившей в составе бурового раствора, и значением остаточной водонасыщенности породы. Фильтрат ЭРНО в большинстве случаев представлен УВ раствором ПАВ, который способен к эмульгированию содержащейся в поровом пространстве воды с образованием эмульсионного барьера. В связи с этим, эффективность деструктурирующего состава по очистке зоны инфильтрации определяется в том числе его дегидратирующей способностью. В качестве растворяющей основы безводного кислотномичеселлярного деструктурирующего состава предложено использовать реагенты из класса диоксановых спиртов, относящиеся по своим физико-химическим свойствам к влагоудаляющим агентам, способным сорбировать в себе под действием капиллярно-диффузионных сил остаточную воду.

По результатам фильтрационных исследований выявлено снижение коэффициента остаточной водонасыщенности керна после воздействия диоксановых спиртов в 5,2 – 13,3 раза, что является прямым подтверждением их дегидратирующего действия и способности к снятию «водной блокады», являющейся одним из факторов загрязнения зоны инфильтрации (Таблица 4).

По результатам фильтрационных исследований на составных моделях пласта (СМП) установлено, что применение безводного кислотномичеселлярного состава для очистки ПЗП позволяет до 2,4 раз повысить качество заканчивания скважин, пробуренных на водочувствительные терригенные коллектора, о чем свидетельствует увеличение коэффициента восстановления проницаемости СМП с 33 % (для традиционной технологии) до 80 %.

Таблица 4 – Влияние растворов на флюидонасыщенность кернa терригенного типа коллектора

лабораторный номер образца	Коэффициент пористости $K_p, \%$	Коэффициент проницаемости по газу $K_{прг}, *10^{-3} \text{ мкм}^2$	Коэффициент остаточной водонасыщенности кернa		Коэффициент остаточной нефтенасыщенности кернa	
			до воздействия раствора $S_{ов1}$	после воздействия раствора $S_{ов2}$	до воздействия раствора $S_{нн1}$	после воздействия раствора $S_{нн2}$
<i>Раствор № 1: минеральное масло LUKOIL ВГ</i>						
Н-1-17'	21,29	41,86	0,423	0,396	0,577	0,604
Н-1-23	20,93	40,63	0,420	0,396	0,580	0,604
<i>Раствор № 2: реагент на основе диоксановых спиртов</i>						
Н-1-16	21,20	56,44	0,341	0,057	0,659	0,943
Н-1-20'	21,21	54,97	0,361	0,027	0,639	0,973

Эффективность безводного кислотно-мицеллярного состава подтверждена также результатами опытно-промышленных испытаний (ОПИ) на скважинах с терригенным типом коллектора. В частности, по результатам гидродинамических исследований для высокопроницаемых коллекторов применение состава способствует очистке ПЗП, о чем свидетельствует снижение скин-фактора загрязнения (в 2,7 – 7,4 раза по сравнению со скважиной-аналогом).

Пятая глава посвящена совершенствованию технологий применения ТЖНО и их последующей утилизации путем целенаправленного регулирования степени сродства фаз гетерогенной системы.

В рамках диссертационной работы в качестве наиболее актуальных направлений регулирования степени сродства фаз исследованы следующие: изменение физико-химических свойств ЭРНО в зависимости от технологической необходимости; очистка стенок ствола скважины от остатков ЭРНО для подготовки ствола скважины к цементированию; очистка ПЗП от загрязнения эмульсионными буровыми растворами и их фильтрами с возможностью управления процессами смачиваемости пород коллектора; повышение эффективности технологий утилизации ЭРНО после окончания строительства скважины.

По результатам исследований совместно с Поповым С.Г. разработана технология контролируемого управления процессом обращения фаз ЭРНО. Сфор-

мулированы рекомендуемые области применения в качестве буровых растворов эмульсий I и II рода, позволяющие повысить качество строительства и заканчивания скважин в различных геолого-технических условиях.

Разработан метод оперативного регулирования реологических свойств эмульсионных систем буровых растворов при проводке интервалов, представленных породами с низким градиентом гидроразрыва за счет реализации в системе процесса фазового перехода ЭРНО в эмульсионный раствор на водной основе (ЭРВО). Изучение микроструктуры эмульсий показало, что переход от ЭРНО к ЭРВО приводит к увеличению размеров глобул дисперсной фазы эмульсии в среднем в семь раз, расстояния между глобулами эмульсии в пять раз, что, в свою очередь, обуславливает снижение сил трения между глобулами масла. На макроуровне уменьшение сил трения между глобулами дисперсной фазы приводит к снижению структурно-механических и реологических свойств ЭРВО, в частности, значение пластической вязкости по сравнению с ЭРНО уменьшается в $2,7 \div 2,9$ раза, динамического напряжения сдвига – в $3,4 \div 7,7$ раз. Данный способ позволяет существенно снизить расходы, связанные с необходимостью полной смены типа бурового раствора, с одновременным сохранением у раствора, имеющего высокую концентрацию масляной фазы, улучшенных гидрофобизирующих, триботехнических и фильтрационных свойств.

Знание механизмов регулирования степени сродства фаз «жидкость – жидкость», «жидкость – твердое тело» позволяет не только управляемо контролировать технологические свойства ЭРНО, но и повышать эффективность их деэмульгирования после перевода в категорию отходов бурения. Одним из наиболее эффективных способов инициирования процесса деэмульгирования ЭРНО является регулирования степени сродства фаз. Данный эффект обеспечивается повышением поверхностного натяжения на границе раздела фаз за счет адсорбционного вытеснения с поверхности глобул водной фазы молекул эмульгаторов и стабилизаторов реагентами деэмульгирующего действия с последующим разрушением оболочки, препятствующей слиянию глобул. Исследования промышленно выпускаемых реагентов-деэмульгаторов водонефтяных эмульсий показа-

ли, что они не обладают достаточной деэмульгирующей способностью в отношении рассматриваемых эмульсионных систем, что потребовало поиска реагентов, способных выполнять функцию регулятора степени сродства фаз и дестабилизатора ЭРНО.

Установлено, что для снижения степени сродства фаз и повышения эффективности деэмульгирования ЭРНО необходимым является создание условий, способствующих образованию в системе множественных эмульсий со значениями электростабильности (ЭС) в диапазоне 10-50 В (Таблица 5).

Таблица 5 – Воздействие дестабилизирующих факторов на процесс деэмульгирования отработанного ЭРНО

№	Реагент	ЭС, через 1 сут после ввода реагента, В	Выделенный объем фаз, об.% от исходного ЭРНО			Агрегативная устойчивость A_v , %
			УВФ	ВФ+ТФ	ПС	
1	Серная кислота конц.	180	8	0	92	84
2	Соляная кислота конц.	190	7	0	93	86
3	Сульфаминовая кислота	140	9	0	91	82
4	Каустическая сода	385	0	0	100	100
5	Этиловый спирт	110	11	0	89	78
6	Изопропиловый спирт	67	15	8	77	70
7	Изобутиловый спирт	75	16	11	73	68
8	Изоамиловый спирт	108	12	10	78	76
9	Этиленгликоль	195	9	0	91	82
10	Лаурилсульфат Na (АПАВ)	250	7	0	93	87
11	Неонол АФ ₉₋₁₂ (НПАВ)	10	18	0	82	64
12	ВПК 402 (КПАВ)	395	0	0	100	100
13	Реверсмол м.В (НПАВ)	50	19	0	81	62
14	Tainolin AOS-97P (АПАВ)	241	8	0	92	84
15	Синоксол м.В (НПАВ)	41	18	0	82	64
16	Катамин АБ (КПАВ)	381	0	0	100	100

Примечания:

1. Параметры отработанного ЭРНО перед вводом реагентов: $\eta_{пл}=63\text{мПа}\cdot\text{с}$, ДНС=114 дПа, СНС = 30,6/45,9 дПа, $\rho=1,18\text{ г/см}^3$, ЭС=390 В, УФ=50 %, ВФ=4 3%, ТФ=7 %;
2. УВФ – углеводородная фаза, ВФ + ТФ – водная + твердая фазы, ПС – промежуточный неразрушенный слой эмульсии;
3. Концентрация реагентов (п.п. № 1-9) – 2 об.%, ПАВ (п.п. № 10-16) – 1%, концентрация деэмульгатора Диссолван 4411 во всех опытах – 1,5 об.%.

Значительные размеры (1÷140 мкм), неправильная форма и гетерогенность глобул множественной эмульсии обуславливают низкую седиментационную устойчивость системы. В качестве дестабилизаторов ЭРНО обосновано применение одноатомных спиртов с длиной цепи C_{3-4} и НПАВ с ГЛБ = 14, спо-

собных в 1,4 – 1,6 раза снижать агрегативную устойчивость эмульсии в присутствии деэмульгатора (п.п. № 6, 7, 11, 13, 15 Таблицы 5).

Для повышения экологической безопасности применения ЭРНО разработаны следующие технологии утилизации отработанных растворов: технология рециклинга, предусматривающая использование ЭРНО в качестве гидрофобизирующего состава; технология рекуперации, позволяющая разделять отработанные ЭРНО на углеводородную и водную фазы с их последующим рециклингом при строительстве скважин.

В связи с повышенной нагрузкой ЭРНО на окружающую природную среду использование данного типа буровых растворов при проводке скважин, даже со сложной конфигурацией ствола, не всегда оправдано, что требует повышения показателей качества растворов на водной основе (РВО). Одним из применяемых в настоящее время методов повышения «времени устойчивого состояния» стенок скважины в интервале глинистых пород является их вскрытие на высокоингибирующих РВО с проведением дополнительного комплекса мероприятий по обеспечению устойчивости стенок ствола.

Предложен способ упрочнения стенок скважины в интервале глинистых пород при их вскрытии на РВО путем применения гидрофобизирующих составов (ГФС) на основе отработанных ЭРНО с дополнительным введением в рецептуру таллового масла, содержащего разветвленные и карбоциклические макромолекулы жирных и смоляных кислот и их производных. За счет образования водородных связей при взаимодействии карбонильного кислорода карбоксильных групп жирных кислот с водородом поверхностных ОН-групп глинистых минералов происходит адсорбция указанных соединений на поверхности глинистых пород с образованием коллоидизированного гидрофобного слоя из УВ радикалов жирных кислот таллового масла. Повышению степени гидрофобизации поверхности глинистых пород способствуют также присутствующие в составе ЭРНО катионоактивные ПАВ: эмульгаторы и смачиватели твердой фазы, способные к физической и химической адсорбции на отрицательно заряженной поверхности глин и замещению катионов обменного комплекса глинистых мине-

ралов органическими катионами. Установлено, что темп снижения во времени прочности на сжатие образцов пород тиманского терригенного горизонта после их последовательной обработки РВО и ГФС уменьшается в 1,6 раза по сравнению с аналогичным показателем для пород, выдержанных только в среде РВО.

В качестве одного из наиболее перспективных способов утилизации отработанных ЭРНО разработана технология рекуперации, предусматривающая разделение промывочных жидкостей на отдельные фазы с выделением качественной дисперсионной среды, пригодной для повторного использования по ее прямому назначению в новом технологическом цикле.

Для проведения процесса деэмульгирования отработанных ЭРНО в промышленных условиях требуется обоснование выбора деэмульгаторов и активаторов их действия, а также обоснование режима их ввода в систему. Данный путь представляется достаточно эффективным решением, т.к. индивидуальным реагентам-деэмульгаторам невозможно сообщить весь комплекс свойств, необходимых для разрушения устойчивых обратных эмульсий, стабилизированных промышленно выпускаемыми эмульгаторами и механическими примесями.

По результатам исследований разработан комплексный деэмульгирующий состав, включающий деэмульгатор на основе блоксополимеров окиси этилена и пропилена, НПАВ с ГЛБ=14, одноатомный спирт C_{3-4} и техническую воду. Механизм действия указанных групп химических соединений основан на снижении степени сродства фаз, вытеснении с границы раздела молекул эмульгаторов и стабилизаторов. Разработанный состав позволяет упростить процесс выделения УВ фазы, применяя метод гравитационного отстаивания, исключив при этом использование специального оборудования (вертикальной сепарирующей центрифуги периодического действия) и сократив энергетические затраты на реализацию процесса.

Определен оптимальный режим ввода в систему деэмульгирующего состава. Установлено, что используемые в промышленных условиях режимы перемешивания должны исключать турбулизацию потока, происходящую при высо-

кой интенсивности перемешивания, следствием которой может стать дробление глобул водной фазы и передиспергирование эмульсионной системы.

Разработанная технология деэмульгирования отработанных ЭРНО с использованием комплексного деэмульгирующего состава позволяет выделить и в дальнейшем использовать до 85% качественной УВ фазы. По результатам ОПИ буровые растворы, приготовленные на основе выделенной УВ фазы, отвечают всем технологическим требованиям, предъявляемым к ЭРНО для строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Более того, повышенная концентрация в УВ фазе молекул эмульгатора (за счет его высвобождения с поверхности глобул водной фазы и перехода в объем масла в процессе деэмульгирования) увеличивает показатель электростабильности системы в 1,3 – 1,4 раза.

Представленные в диссертационной работе буровые растворы на неводной основе, химические реагенты, составы для очистки ПЗП и технологические решения по утилизации отработанных ТЖНО были использованы при строительстве скважин в различных регионах России (Пермский край, республика Коми, республика Башкортостан, Ханты-Мансийский автономный округ). Некоторые результаты промысловых испытаний и промышленного внедрения разработок представлены в **шестой главе** диссертационной работы.

Расчет технико-экономической эффективности применения технологий проводился в соответствии с Методикой оценки технико-экономической эффективности опытно-промышленных работ в области строительства и заканчивания скважин на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ». В соответствии с указанной методикой оценка технологической эффективности опытно-промышленных работ (ОПР) осуществляется сравнением достигнутых и плановых значений контрольных показателей по скважинам, где осуществлялось ОПР, и аналогичных показателей по базовым скважинам. Результаты ОПР подтверждены протоколами (актами) испытаний. С применением разработанных технологий в период 2007 – 2018 г.г. пробурено 436 скважин. Суммарный технико-экономический эффект от внедрения технологий составил 792 млн. руб. Широкое промышленное внедрение разработанных технологических жидкостей и технологий их утилизации в

различных геолого-технических условиях бурения подтвердило эффективность разработанных технологических решений в плане повышения технико-экономических показателей строительства скважин.

Некоторые данные по результатам ОПР и промышленному внедрению технологий, представленных в диссертационной работе, сведены в Таблице 6.

Таблица 6 - Сводные данные по испытанию разработанных технологий

Наименование технологии	Объекты ОПР/ Объем внедрения технологии
Экологически безопасный эмульсионный раствор на основе эмульгатора-стабилизатора инвертных эмульсий для бурения пологих и субгоризонтальных скважин (Патент РФ №2336291)	Курбатовское месторождение (Пермский край)/ В период 2008-2010 г.г. внедрение раствора при строительстве 16 горизонтальных скважин на месторождениях Пермского края
Инвертно-эмульсионный буровой раствор на основе композиции «БСЛ – ОБ – многоатомный спирт» (Патент РФ № 2467049)	Харьягинское месторождение (республика Коми)/ В период 2011-2018 г.г. внедрение раствора при строительстве 333 горизонтальных скважин на месторождениях Пермского края, 5 скважин республики Башкортостан, 5 скважин ХМАО
Эмульсионный буровой раствор, получаемый методом обращения фаз (Патенты РФ №№ 2490293, 2505577)	Солдатовское, Чернушинское месторождения (Пермский край)/ В период 2012-2018 г.г. внедрение раствора на 42 горизонтальных скважинах месторождений Пермского края
Комплексная технология безаварийной проводки скважин с горизонтальным окончанием на отложения девонской системы (Патент РФ № 2620822)	Андреевское месторождение (Пермский край), Пашнинское месторождение (республика Коми) (всего 4 скважины)
Гидрофобный кислотно-мицеллярный состав для очистки призабойной зоны пласта после бурения на ЭРНО (Патент РФ № 2540742)	Аспинское, Павловское, Москудьинское месторождения (Пермский край)/ В период 2015-2018 г.г. с использованием состава проведено освоение 20 горизонтальных скважин на месторождениях Пермского края
Технология предупреждения разупрочнения глинистых отложений с использованием гидрофобизирующего состава (Патент РФ № 2436826)	Ножовское месторождение (Пермский край)/ В период 2010-2018 г.г. с использованием данной технологии пробурено 40 скважин
Технология деэмульгирования отработанных ЭРНО (Патент РФ № 2386657)	Сосновское, Осинское, Дороховское месторождения (Пермский край) (всего 5 скважин)

По результатам ОПР представленных в Таблице 6 технологий разработано и утверждено в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» 9 регламентирующих документов по технологиям применения и утилизации технологических жидкостей на неводной основе. Все разработанные рецептуры буровых рас-

творов и технологических жидкостей используются филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми при составлении проектно-сметной документации – групповых рабочих проектов и индивидуальных программ на строительство и реконструкцию скважин.

Основные выводы и результаты

1 Усовершенствованы методология и алгоритмы выбора состава и свойств эмульсионных буровых растворов для проводки скважин в интервалах глинистых пород и разработана комплексная технология проводки ствола пологих и горизонтальных скважин в интервалах глинистых отложений, позволившая снизить технологические риски при строительстве скважин сложного профиля и сократить стоимость строительства скважин за счет исключения затрат на ликвидацию осложнений, связанных с потерей устойчивости стенок ствола скважины, на 17,5 – 39,7%.

2 Установлена возможность управления реологическими свойствами эмульсионных растворов на неводной основе (ЭРНО) за счет применения композиции реагентов на основе бутадиен-стирольных каучуков, органобентонита и многоатомных спиртов, введение которых в концентрации 3÷6 об.% приводит к повышению значения коэффициента коагуляционного структурообразования раствора на 28 – 43 %, способствует улучшению транспортирующей способности бурового раствора в условиях нормальных и повышенных температур. Совершенствование режимов промывки пологих и горизонтальных участков ствола скважин достигнуто также реализацией процесса обращения фаз эмульсии и разработкой способа уменьшения пластической вязкости ЭРНО на 15 – 17 % и, соответственно, снижения гидравлического сопротивления при циркуляции бурового раствора через скважину на 4 – 8 % за счет использования в рецептурах ЭРНО ПАВ из класса олигоамидов.

3 Разработан безводный кислотно-мицеллярный деструктурирующий состав для очистки пристволенной зоны пласта водочувствительных терригенных коллекторов для бурения скважин с цементируемым горизонтальным стволом большой протяженности. Установлен синергизм действия компонентов деструк-

турирующего состава, способствующий эффективной очистке пор от различных видов блокировок, снижению значений депрессии при вызове притока, ускорению выхода скважины на проектный режим. Комплексное использование олеофильных систем, включающих рецептуры эмульсионного бурового раствора с низкой активностью водной фазы и безводного кислотно-мицеллярного состава, позволило в 2,7 – 7,4 раза снизить скин-фактор загрязнения высокопроницаемых терригенных коллекторов.

4 Разработанные рецептуры буровых растворов, рекуперации ЭРНО и технологии их последующей утилизации на основе целенаправленного регулирования степени сродства фаз гетерогенной системы с использованием композиционного деэмульгирующего состава позволили снизить объем образования жидких отходов бурения в 1,2 – 2,3 раза на скважину, а технология рециклинга отработанных растворов позволила снизить объем образования жидких отходов бурения на 27,8 – 49,8 %. Благодаря указанным технологиям решена задача минимизации техногенной нагрузки на окружающую природную среду в районах строительства скважин и повышена промышленная безопасность буровых работ при применении ЭРНО.

5 Широкое промышленное внедрение технологических жидкостей на неводной основе и технологий их утилизации при строительстве скважин на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» в различных геолого-технических условиях подтвердило их эффективность в плане повышения технико-экономических показателей использования и утилизации. Фонд скважин, пробуренных с применением разработанных технологических жидкостей, за 2007–2018 г.г. составил 436 скважин. Суммарный технико-экономический эффект от внедрения разработанных технологий составил 792 млн. руб.

Основные результаты диссертации опубликованы в следующих печатных работах

– в монографии:

1 Некрасова, И.Л. Теория и практика использования инвертно-эмульсионных растворов в процессе строительства скважин: монография / И.Л. Некрасова, О.В. Гаршина, П.А.Хвоцин. - Пермь: Астер, 2016. - 148 с.

– в статьях в ведущих рецензируемых научных журналах и печатных изданиях, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ:

2 Бачурин, Б.А. Экологическая оценка буровых химических реагентов/ Б.А. Бачурин, И.Л. Некрасова, Л.Н. Долгих// Наука производству. – 2003. - №10 (66). - С. 5-6.

3 Бачурин, Б.А. Методические подходы к оценке экологической опасности буровых отходов/ Б.А. Бачурин, И.Л. Некрасова, Л.Н. Долгих// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. - № 9-10. – С. 77-79.

4 Фефелов, Ю.В. Новые технологические решения в совершенствовании системы сбора и утилизации отходов бурения при строительстве скважин/ Ю.В. Фефелов, А.М. Нацепинская, И.Л. Некрасова, О.В. Гаршина// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.- 2007. - №9. - С. 49-52.

5 Фефелов, Ю.В. Буровые растворы на неводной основе для бурения скважин с большим проложением/ Ю.В. Фефелов, Д.В. Карасев, А.М. Нацепинская, И.Л. Некрасова// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. - № 9. – С. 47-48

6 Хвоцин, П.А. Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин с использованием инвертно-эмульсионных буровых растворов/ П.А. Хвоцин, И.Л. Некрасова, О.В. Гаршина, Г.В. Окроелидзе// Территория Нефтегаз. – 2013. – № 8. – С. 22-27.

7 Некрасова, И.Л. Технология утилизации отработанных инвертно-эмульсионных буровых растворов/ И.Л. Некрасова, П.А. Хвоцин, О.В. Гаршина [и др.]// Территория Нефтегаз. – 2013. – № 6. – С. 62-64.

8 Хвоцин, П.А. Утяжеленный инвертный эмульсионный раствор с регулируемым реологическим профилем для строительства горизонтальных скважин/ П.А. Хвоцин, И.Л. Некрасова, О.В. Гаршина, Г.В. Конесев// Нефтегазовое дело. – 2015. – Том 13. – № 1. – С. 35-44.

9 Некрасова, И.Л. Новые подходы к оценке ингибирующих свойств инвертно-эмульсионных буровых растворов/ И.Л. Некрасова, П.А. Хвоцин, О.В. Гаршина, Г.В. Конесев// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2017.- № 2. - С. 28-33.

10 Гаршина, О.В. Геомеханическое моделирование как неотъемлемая часть комплексного подхода к строительству скважин в сложных горно-геологических условиях/ О.В. Гаршина, А.А. Предеин, П.И. Клыкков, П.А. Хвоцин, И.Л. Некрасова// Нефтепромысловое дело. - 2017. - № 5.- С. 28-33.

11 Некрасова, И.Л. Изменение состава и структуры терригенных пород под воздействием буровых растворов/ И.Л. Некрасова, А.А. Предеин, П.А. Хвоцин [и др.]// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2017. - № 6. - С. 37-43

12 Некрасова, И.Л. Аспекты экологической и промышленной безопасности применения технологических жидкостей на неводной основе в процессах строительства и освоения скважин/ И.Л. Некрасова// Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2018. - Т.18. - №1. - С. 41–52.

13 Некрасова, И.Л. Совершенствование критериев оценки качества буровых растворов на углеводородной основе в зависимости от горно-геологических условий их применения/ И.Л. Некрасова// Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2018. - Т.18. - №2. - С.129–139.

14 Некрасова, И.Л. Безотходная технология утилизации отработанных буровых растворов на углеводородной основе на месторождениях Пермского края/

И.Л. Некрасова, Д.А. Казаков, П.А. Хвоцин [и др.]// Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2019. - №1. - С.3 9-44.

15 Некрасова, И.Л. Совершенствование технологии первичного вскрытия и освоения терригенных коллекторов/ И.Л. Некрасова// Нефть. Газ. Новации. –2019. - №1 (218). – С. 6-10.

16 Некрасова, И.Л. Комплекс методов оценки ингибирующих свойств буровых растворов на примере «реактивных» глин монтмориллонитовой группы казанского, татарского ярусов Пермской системы/ И.Л. Некрасова, П.А. Хвоцин, Д.А. Казаков [и др.]// Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19. - №2. – С. 150-161.

- в публикациях в изданиях, включённых в международную базу данных Scopus:

17 Khvoshchin, P. The results of horizontal well drilling using invert-emulsion fluid at Kharyaginskoe Field / P. Khvoshchin, N. Lyadova, S. Iliasov, I. Nekrasova, O.Garshina// Paper SPE 171283 presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. – Moscow, Russia, 14-16 October, 2014 [Электронный ресурс]. Режим доступа –<https://dx.doi.org/10.2118/171283-MS>– 16 p.

18 Borovkova, I. Development of all-oil drilling fluid for core sampling with natural fluid saturation saving in the Timan-Pechora Oil-and-Gas Province/ I. Borovkova, S.Kharin, S. Malikov, I. Nekrasova, P. Khvoschin, O. Garshina, D. Kazakov.// Paper SPE 191743 presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference. - Moscow, Russia, 15-17 October, 2018 [Электронный ресурс]. Режим доступа – <https://doi.org/10.2118/191743-18RPTC-MS>Ограниченный – 12 p.

19 Predein, A. Experience of geomechanical modeling for purposes of well construction/ A. Predein, I. Nekrasova, P. Klykov, G. Okromelidze, D. Kazakov, P. Khvoschin, O. Garshina// Oil Industry. - 2018. - №11. - P. 91-95.

20 Nekrasova, I. Development of terrigenous reservoirs drilling and completion technology for horizontal wells/ I. Nekrasova// Horizontal Wells 2019: Challenges and Opportunities, Kaliningrad 2019.

- в патентах РФ:

21 Пат. 2336291 Российская Федерация, С 09К 8/035. Эмульгатор-стабилизатор инвертных эмульсий и способ приготовления инвертно-эмульсионного бурового раствора на его основе/ Фефелов Ю.В., Карасев Д.В., Нацепинская А.М., Некрасова И.Л. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «ПермНИПИнефть». – № 2007103283/03; заявл. 26.01.2007; опубл. 20.10.2008, Бюл. № 29.

22 Пат. 2386656 Российская Федерация, С 09К 8/28. Буровой раствор для строительства скважин в осложненных условиях, преимущественно, для бурения пологих и горизонтальных скважин/ Фефелов Ю.В., Карасев Д.В., Некрасова И.Л. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «ПермНИПИнефть». – № 2008144851/03; заявл. 13.11.2008; опубл. 20.04.2010, Бюл. № 11.

23 Пат. 2386657 Российская Федерация, С 09К 8/34. Способ разрушения и утилизации отработанного инвертно-эмульсионного бурового раствора/ Некрасова И.Л., Карасев Д.В., Фефелов Ю.В. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «ПермНИПИнефть». – № 2008144852/03; заявл. 13.11.2008; опубл. 20.04.2010, Бюл. № 11.

24 Пат. 2406744 Российская Федерация, С 09К 8/035. Полифункциональный комплексный реагент для предупреждения возникновения дифференциальных прихватов/ Некрасова И.Л., Фефелов Ю.В., Нацепинская А.М.[и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «ПермНИПИнефть». – № 2009147843/03; заявл. 22.12.2009; опубл. 20.12.2010, Бюл. № 35.

25 Пат. 2436826 Российская Федерация, С 09К 8/28. Способ упрочнения неустойчивых пород в процессе бурения скважин, преимущественно, пологих и горизонтальных / Нацепинская А.М., Фефелов Ю.В., Некрасова И.Л. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – № 2010117674/03; заявл. 04.05.2010; опубл. 20.12.2011, Бюл. № 35.

26 Пат. 2467049 Российская Федерация, С 09К 8/36. Способ приготовления инвертно-эмульсионного бурового раствора / Некрасова И.Л., Гаршина О.В., Хвоцин П.А. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» – №2011105219; заявл. 11.02.2011; опубл. 20.11.2012, Бюл. №32.

27 Пат. 2489468 Российская Федерация, С 09К 8/467. Способ приготовления тампонажного состава для изоляции и предупреждения обвалообразований в кавернозной части ствола скважин, преимущественно пологих и горизонтальных/ Хвоцин П.А., Некрасова И.Л., Гаршина О.В. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – № 2012104951/03; заявл. 13.02.2012; опубл. 10.08.2013, Бюл. № 22.

28 Пат. 2490293 Российская Федерация, С 09К 8/36. Способ приготовления гидрофобного эмульсионного бурового раствора методом инверсии фаз для бурения пологих и горизонтальных скважин/ Нацепинская А.М., Попов С.Г., Некрасова И.Л. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – № 2012104952/03; заявл. 13.02.2012; опубл. 20.08.2013, Бюл. № 23.

29 Пат.2505577Российская Федерация, С 09К 8/36. Способ приготовления реверсивно-инвертируемого бурового раствора методом инверсии фаз/ Нацепинская А.М., Некрасова И.Л., Окроелидзе Г.В. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». - №2012132670/03; заявл. 30.07.2012; опубл. 27.01.2014, Бюл. № 3.

30 Пат. 2507371 Российская Федерация, Е 21В 21/14. Способ строительства горизонтальных скважин в интервалах неустойчивых отложений (варианты)/ Нацепинская А.М., Хвоцин П.А., Гаршина О.В., Гребнева Ф.Н., Попов С.Г., Окроелидзе Г.В., Некрасова И.Л., Ильясов С.Е.; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – №2012135641/03; заявл. 17.08.2012; опубл. 20.02.2014, Бюл. № 5.

31 Пат. 2540742 Российская Федерация, С 09К 8/42. Гидрофобный кислотно-мицелярный состав для глушения, освоения и вторичного вскрытия продуктивных пластов, пробуренных с использованием буровых растворов на неводной основе / Ильясов С.Е., Окроелидзе Г.В., Гаршина О.В., Некрасова И.Л. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – № 2014100553/03; заявл. 09.01.2014; опубл. 10.02.2015, Бюл. № 4.

32 Пат. 2620822 Российская Федерация, Е 21В 21/01. Способ выбора бурового раствора для строительства наклонных и горизонтальных скважин, пробуренных в неустойчивых глинистых отложениях/ Мазеин И.И., Яценко В.А., Некрасова И.Л. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». – № 2016105412; заявл. 17.02.2016; опубл. 30.05.2017, Бюл. № 16.

33 Пат. 2635405 Российская Федерация, С 09К 8/38. Способ приготовления бурового раствора на углеводородной основе для бурения скважин с аномально низким пластовым давлением/ Попов С.Г., Окроелидзе Г.В., Гаршина О.В., Хвоцин П.А., Некрасова И.Л., Боровкова И.С.; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – №2016126077; заявл. 28.06.2016; опубл. 13.11.2017, Бюл. №32.

- в других изданиях и материалах различных конференций и семинаров:

34 Долгих, И.Л. (Некрасова И.Л.) О характере воздействия буровых отходов на природные геосистемы/ И.Л. Долгих // Проблемы безопасности и совершенствования горных работ (Мельниковские чтения): Тезисы докладов Международной конференции. - Пермь, 1999. – С. 55-56.

35 Долгих, И.Л. (Некрасова И.Л.) Геоэкологическое исследование поверхностно-активных веществ, применяемых при строительстве нефтяных и газовых скважин/ И.Л. Долгих // Горное эхо: вестн. ГИ УрО РАН. – 1999. - №2 (5). – С. 55-56.

36 Долгих, И.Л. (Некрасова И.Л.) Эколого-геохимическая характеристика реагентов, используемых при строительстве нефтяных и газовых скважин/ И.Л. Долгих// Проблемы горного недроведения и системологии: Материалы научной сессии Горного института УрО РАН. – Пермь, 1999. – С. 55-57.

37 Долгих, И.Л. (Некрасова И.Л.) О характере органического загрязнения природных геосистем при строительстве скважин на нефть и газ/ И.Л. Долгих, Б.А. Бачурин// Нефть и газ: Вестник ПГТУ. – 2000. - Вып.3. – С. 86-91.

38 Бачурин, Б.А. О характере загрязнения природных геосистем в районах строительства нефтегазовых скважин/ Б.А. Бачурин, И.Л. Долгих (Некрасова И.Л.)// Экологическая геология и рациональное недропользование: материалы Международной конференции. – СПб., 2000. – С. 80-81.

39 Долгих, И.Л. (Некрасова И.Л.) Эколого-геохимическая характеристика отходов строительства нефтяных скважин/ И.Л. Долгих, Б.А. Бачурин// Сергеевские чтения. Выпуск 4: Материалы годичной сессии Научного совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии. М.: ГЕОС, 2002. – С. 291-295.

40 Долгих, И.Л. (Некрасова И.Л.) Геохимические аспекты оценки экологической опасности буровых отходов/ И.Л. Долгих// Проблемы комплексного мониторинга на месторождениях полезных ископаемых: Материалы научной сессии Горного института УрО РАН. – Пермь, 2002. – С. 185-188.

41 Долгих, И.Л. (Некрасова И.Л.) Научно-методические подходы к оценке экологической опасности отходов строительства нефтяных скважин/ И.Л. Долгих, Б.А. Бачурин// Экология Северных территорий России. Проблемы, прогноз ситуации, пути развития, решения: Материалы международной конференции. - Архангельск, 2002. – Т.2 – С.327-331.

42 Некрасова, И.Л. Оценка экологической опасности буровых отходов/ И.Л. Некрасова// Моделирование стратегии и процессов освоения георесурсов: Материалы международной конференции и научной сессии Горного института УрО РАН. – Пермь, 2003. – С. 234-236.

43 Некрасова, И.Л. Эколого-геохимическая характеристика отходов строительства нефтяных скважин (на примере Пермского Прикамья)/ И.Л. Некрасова// Молодежная наука Прикамья: Сборник научных трудов. Вып. 3. - Пермь, 2003. - С. 34-39.

44 Некрасова, И.Л. Методическое обоснование и разработка раствора для бурения в осложненных геологических условиях (на примере бурения первой скважины на вендские отложения в зоне передовых складок Урала)/ И.Л. Некрасова, Н.В. Чижова// Проблемы геологии и разработки нефтяных залежей Пермского Прикамья: сб.научн. тр./ООО "ПермНИПИнефть". - Пермь, 2006. - С. 63-69.

45 Фефелов, Ю.В. Особенности инвертно-эмульсионных буровых растворов при бурении пологих и горизонтальных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»/ Ю.В. Фефелов, Д.В. Карасев, И.Л. Некрасова, А.М. Нацепинская// Нефть. Газ. Новации. - 2009. - № 10. - С. 45-48.

46 Фёфелов, Ю.В. О комплексной технологии очистки и переработки соледержащих буровых растворов при безамбарном бурении// Ю.В. Фёфелов, О.В. Гаршина, А.М. Нацепинская, И.Л. Некрасова// Новые технологии и безопасность при бурении нефтяных и газовых скважин: Материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Уфа, 2009. – С. 68-70.

47 Гаршина, О.В. Разработка, опыт применения инвертно-эмульсионного бурового раствора и перспективы его повторного использования/ О.В. Гаршина, П.А. Хвоцин, И.Л. Некрасова [и др.] // Эфиры целлюлозы и крахмала, другие новые химические реагенты и композиционные материалы как основа успешного сервиса и высокого качества технологических жидкостей для строительства, эксплуатации и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин. Материалы XV Междунар. науч.-практ. конф. – Суздаль, 2011 – С. 102-108.

48 Попов, С.Г. Получение реверсивно-обратимых буровых растворов и анализ их микроструктуры/ С.Г. Попов, А.М. Нацепинская, Ф.Н. Гребнева, Е.Н. Епанешникова, И.Л. Некрасова [и др.]// Реагенты и материалы, технологические составы и буровые жидкости для строительства, эксплуатации и ремонта газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин. Материалы XVI Междунар. науч.-практ. конф. – Суздаль, 2012. – С. 123-129.

49 Некрасова, И.Л. Разработка и применение комплексного реагента-модификатора реологических характеристик инвертно-эмульсионного бурового раствора/ И.Л. Некрасова, П.А. Хвоцин, О.В. Гаршина [и др.]// Нефтепромысловая химия. Материалы VIII Всероссийской науч.-практ. конф. – М., 2013 – С. 11-15.

50 Некрасова, И.Л. Технология подготовки ствола скважины к освоению после вскрытия продуктивных пластов на инвертно-эмульсионных буровых растворах/ И.Л. Некрасова, О.В. Гаршина, П.А. Хвоцин [и др.]// Нефть. Газ. Новации. - 2015. - № 3. - С. 59-63.

51 Некрасова, И.Л. Возможности современных литологических методов в изучении процессов, происходящих в системе «буровой раствор – глинистая порода»/ И.Л. Некрасова, А.А. Предеин, П.И. Клыков [и др.]// Геология и полезные ископаемые Западного Урала. - 2016. - №16. - С. 72-76.

52 Хвоцин, П.А. Использование инвертно-эмульсионного бурового раствора при строительстве горизонтальной скважины на Хвоягинском месторождении/ П.А. Хвоцин, Н.А. Лядова, С.Е. Ильясов, И.Л. Некрасова [и др.]// Инженерная практика. – 2015. - № 3. – С. 32-35.

53 Popov, S. The innovative approach to use of emulsion drilling fluid – reversible inverted drilling fluid / S. Popov, A. Natsepnskaya, G. Okromelidze, O. Garshina, P. Khvotscin, F. Grebneva, I. Nekrasova // Paper SPE 171283 presented at the SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition. - Moscow, Russia, 15-17 October, 2013 [Электронный ресурс]. Режим доступа – <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-168661> ограниченный – 14 p.

By [Signature]