

*На правах рукописи*



Гаймалетдинова Гульназ Леоновна

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ  
ИНГИБИРУЮЩИХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ  
ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ**

Специальность 2.8.2. – «Технология бурения  
и освоения скважин» (технические науки)

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидат технических наук

Уфа 2024

Работа выполнена на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

**Научный руководитель** доктор технических наук, профессор  
**Исмаков Рустэм Адипович**

**Официальные оппоненты:** **Овчинников Василий Павлович**  
доктор технических наук, профессор  
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»/кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», заведующий кафедрой  
(г. Тюмень)

**Капитонов Владимир Алексеевич**  
кандидат технических наук  
ООО «СамараНИПИнефть»/Отдел  
инжиниринга буровых растворов,  
Управление инжиниринга бурения, Блок  
по инжинирингу бурения, главный  
специалист (г. Самара)

**Ведущая организация**  
ГБОУ ВО «Альметьевский  
государственный нефтяной институт»

Защита диссертации состоится «13» июня 2024 года в 16-00 на заседании диссертационного совета 24.2.428.03, созданного при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450064, 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](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2024 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования**

На сегодняшний день нефтегазовый комплекс играет ведущую роль в экономике Российской Федерации. Наиболее перспективным способом освоения запасов нефти и газа является бурение наклонно-направленных и скважин с горизонтальным окончанием. Согласно, российского журнала Rogtec за последние 6 лет объем проходки в горизонтальном бурении вырос более чем в 5 раз и в перспективе до 2025 г будет приходиться более 50% от всего объема работ. При этом, вопросы обеспечения устойчивости ствола скважины, вынос шлама и доведение осевой нагрузки до долота становятся одним из основных факторов успешного выполнения проектных решений. В этом большая роль отводится химической активности буровых растворов (БР), которая так же влияет на показатели бурения и качество вскрытия продуктивных пластов. Предпочтение отдается системам, обладающим комплексом технологических свойств. Несмотря на значительные достижения в этой области, проблему нельзя считать решенной, поскольку многообразие горно-геологических условий бурения и литологического состава вскрываемых продуктивных пластов требуют избирательного подхода, как к свойствам самих буровых растворов, так и к составу их фильтратов. В этой связи, совершенствование и разработка составов буровых растворов, обеспечивающих сохранение естественной проницаемости горных пород при вскрытии продуктивных пластов и обладающих комплексом необходимых технологических свойств является актуальным направлением исследований в буровой технологии.

### **Степень разработанности темы исследования**

Значительный вклад в изучение проблем и роли БР в обеспечении качественного вскрытия продуктивных пластов внесли: Г. Грей, Э.Г. Кистер, А.И. Булатов, В.И. Крылов, М.Р. Мавлютов, Г.В. Конесев, В.П. Овчинников, Э.Г. Агабальянц, Б.А. Андерсон, Н.И. Крысин, О.К. Ангелопу-

ло, И.Л. Некрасова, Н.Н. Рылов, В.И. Рябченко, Л.Б. Хузина, Н.А. Петров, Р.А. Мулюков, Б.А. Растегаев, Z.S. Hu, S.M. Hsu, P.S. Wang, N. J.Fox, B. Tyter, G. W. Stachowiak, S. Odi-Owei и др.

**Целью работы** является совершенствование состава и свойств биополимерного бурового раствора для улучшения показателей бурения и первичного вскрытия продуктивных пластов пологими и горизонтальными скважинами.

### **Основные задачи исследований**

1 Анализ существующих биополимерных буровых растворов для вскрытия продуктивных пластов при проводке наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием (на примере Шарканского месторождения).

2 Исследование и разработка компонентного состава реагента комплексного действия (РКД) для вскрытия кровли продуктивного пласта и сохранения его фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), путем улучшения ингибирующих, гидрофобизирующих, поверхностно-активных, а также антифрикционных и антикоррозионных свойств буровых растворов.

3 Исследование и разработка буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов наклонно-направленными скважинами и с горизонтальным окончанием с применением разработанного реагента комплексного действия.

4 Разработка технической документации для приготовления реагента комплексного действия, проведение промысловых испытаний разработанных составов буровых растворов. Сравнительная оценка эффективности разработанных буровых растворов и определение перспектив их дальнейшего применения.

### **Научная новизна выполненной работы**

1 Предложен и экспериментально проверен состав нового реагента для бурового раствора, включающий растворитель (с моно – и многоатомными спиртами) и активную основу (триглицериды жирных кислот, ами-

носпирты, глицерофосфатиды), обеспечивающий снижение гидратации глинистых частиц, повышение коэффициента восстановления проницаемости продуктивных пластов до 83% и снижение поверхностного натяжения на границе раздела «жидкость-жидкость» в 2 раза в сравнении с известными реагентами.

2 Установлено, что замещенные эфиры триэтаноламина, высокомолекулярные жирные кислоты и борная кислота совместно снижают коэффициент трения пары «сталь-глинистая корка» до 50% и улучшают антикоррозионные свойства буровых растворов, что в целом приводит к существенному повышению скорости и качества вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами.

### **Теоретическая и практическая значимость результатов**

Теоретическая значимость заключается в обосновании механизма ингибирования бурового раствора, содержащего высокоэффективный реагент комплексного действия для сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта.

Практическая значимость – разработаны Технические условия (ТУ 20.41.20-008-01699574-2019) по наработке реагента Девон-2л в ООО НПП «ИКАР»; проведены промысловые испытания комплексной добавки Девон-2л. Реагент комплексного действия рекомендован к применению на буровых предприятиях в ЗАО «Удмуртнефть-бурение» и в Западной Сибири.

Материалы диссертационной работы используются в учебном процессе ФГБОУ ВО УГНТУ при обучении студентов специальностей: 21.05.06 «Нефтегазовая техника и технологии»; 21.03.01 «Нефтегазовое дело» по дисциплинам «Промывочные жидкости и промывка скважин», «Промывочные жидкости и технология промывки скважин в осложненных условиях», при выполнении курсовых и выпускных квалификационных работ.

## **Методология и методы исследования**

Решение поставленных задач диссертационного исследования включает в себя комплекс аналитических, экспериментальных и опытно-промышленных методов. Объектом исследования являлись биополимерные буровые растворы. Лабораторные испытания проводились на современном сертифицированном оборудовании.

## **Положения, выносимые на защиту**

1 Новый реагент комплексного действия, получивший название Девон-2л (патент 2732147 РФ), и технология приготовления активной основы БР для качественного первичного вскрытия продуктивных пластов.

2 Результаты экспериментальных исследований влияния реагента комплексного действия в составе буровых растворов на сохранение естественной продуктивности и на его ингибирующие свойства при вскрытии кровли продуктивного горизонта и его горизонтального продолжения, а также на улучшение антифрикционных свойств корки БР по отношению к бурильному инструменту.

3 Результаты промысловых испытаний ингибирующего бурового раствора (патент 2756264 РФ), обработанного реагентом комплексного действия при бурении скважин на Шарканском месторождении Республики Удмуртия.

## **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность результатов исследования подтверждается достаточным количеством экспериментов, с применением современных методов исследований, которые соответствуют поставленным в работе целям и задачам. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: VII Международной конференции с элементами научной школы для молодежи (Уфа, 2018); международной научно-практической конференции «Обращение с отходами: современное состояние и перспективы» (Уфа, 2021); 72 и 73-ей научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (Уфа,

2021-2022); II международной научно-практической конференции «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки» (Тюмень, 2022); Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы науки техники» посвященная 70-летию ИМИ-ИжГТУ и 60-летию СПИ (филиал) ФГБОУ ВО «ИжГТУ им. М.Т. Калашникова» (Сарапул, 2022); Proceedings of the IV international scientific conference on advanced technologies in aerospace, mechanical and automation engineering (Уфа, 2023).

### **Публикации по теме диссертации**

По результатам работы опубликовано 17 научных трудов, в том числе 5 статей в российских периодических изданиях, включенных в перечень ВАК Министерства образования и науки РФ, 1 статья в научном журнале, включенном в международную базу данных Scopus, 8 работ в материалах различных научно-технических конференций и семинаров, 1 статья в прочих изданиях. Получено 2 патента РФ на изобретение.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из 5 глав, заключения, библиографического списка, включающего 114 наименований и 8 приложений. Объем диссертации составляет 152 страницы машинописного текста и содержит 24 таблицы и 35 иллюстраций.

Выражаю благодарность преподавателям кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин»: профессорам Конесеву Г.В., Левинсону Л.М., Агзамову Ф.А., Попову А.Н., доцентам Мулюкову Р.А., Аглиуллину А.Х., Сакаеву Р.М., Янгирову Ф.Н. за ценные советы и консультации, научным сотрудникам Казанского (Приволжского) федерального университета за бесценную методическую помощь и проведение отдельных экспериментов и сотрудникам предприятия ООО НПП «ИКАР»: Арасланову И.М., Саитгалееву М.Ф., Исламгуловой Г.С. за большую помощь в организации промысловых испытаний.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** обоснована актуальность диссертационной работы и сформулированы ее основные положения.

**В первой главе** выполнен анализ современного состояния и проблем, возникающих при бурении пологих скважин, скважин с горизонтальным окончанием и большим отходом от вертикали. Анализ показал, что длительный контакт бурового раствора с флюидами породами покрышки и продуктивного пласта ведет к увеличению опасности возникновения различных осложнений в стволе и загрязнению коллектора вскрытого интервала. Высокий коэффициент трения между стенкой и колонной приводит к увеличению крутящего момента, затрудняет передачу нагрузки на долото, что снижает технико-экономические показатели строительства скважины.

Для первичного вскрытия продуктивных пластов, как карбонатных, так и терригенных, наибольшее распространение получили буровые растворы на водной основе. При многих очевидных достоинствах данные растворы недостаточно стабильны и при длительном контакте с породами продуктивной зоны и их флюидами могут образовывать многофазные эмульсии, что в последующем затрудняет приток пластовых флюидов. Возможное вспенивание бурового раствора при этом, приводит к изменению их плотности, ухудшению очистки горизонтального ствола и отрицательно влияет на устойчивость стенок скважины. Также для буровых растворов важна устойчивость к минеральной агрессии и инертность по отношению к породам продуктивного пласта.

Для сохранения фильтрационных свойств пород обычно в буровой раствор вводится ионный ингибитор, содержащий катионы  $K^+$ ,  $Ca^{2+}$ , применяются полимеры крахмала и ксантан. Однако использование указанных комбинаций ингибиторов буровых растворов не в полной мере решают задачу качественного вскрытия продуктивных пластов и

предупреждения осложнений при бурении. При решении этих задач перспективными могут быть органические ингибиторы, содержащие жирные кислоты природных растительных масел, амиды, фосфолипиды, amino- (диэтаноламин, триэтаноламин) и многоатомных спиртов.

Рабочая гипотеза: основу улучшения ингибирующих свойств бурового раствора составляет процесс взаимодействия активной основы (триглицериды жирных кислот, жирные кислоты или их смеси, глицерофосфатиды растительных масел, кислоту борную, аминоспирты или их смеси) и растворителя (керосино-дизельная фракция, флотореагент оксаль Т-92, спирты С1-С3 или их смеси, вода).

Исходя из анализа состояния вопроса были сформулированы цель и задачи работы.

**Во второй главе** описаны методики исследований различных добавок к буровым растворам и их свойств. Проверка гипотезы и последующие эксперименты были выполнены на приборах: тестер линейного набухания LSM 2100, ФСК-2М для измерения коэффициента трения пары «сталь-фильтрационная корка»; комбинированный тестер предельного давления (ПД) и смазывающей способности марки Fann LubricityTester; потенциостат «Elins» для оценки антикоррозионных свойств; KRUSS DSA100 для измерения краевого угла смачивания и поверхностного натяжения; установка СМП - ФЕС2А для определения фильтрационно-емкостных свойств пород. Изучения технологических свойств буровых растворов проводилась с использованием стандартных методик. При подготовке и проведении экспериментов использовались методы планирования экспериментов, а при обработке результатов - методы статистической обработки.

В Таблице 1 представлены функциональные группы наиболее перспективных реагентов для применения в составе буровых растворов.

Таблица 1 – Функциональные группы перспективных реагентов

Назначение	Функциональная группа
1 Для улучшения качества вскрытия продуктивных пластов: гидроксильная ( $-\text{OH}$ ); ; аминная ( $-\text{NH}_2$ ); амидная ( $=\text{NH}$ ); карбоксильная ( $-\text{COOH}$ ); сложноэфирная ( $-\text{COOR}$ )	
1.1 уменьшение степени набухания глинистых включений в порах коллектора	$-\text{OH}$ ; $-\text{NH}_2$
1.2 удаление со стенок пор прочно связанной воды	$-\text{OH}$ ; $-\text{COOH}$ ; $=\text{NH}$ ;
1.3 уменьшение межфазного натяжения, капиллярного давления	$-\text{COOH}$ ; $-\text{OH}$ ; $-\text{COOR}$
1.4 улучшение буримости горных пород	$-\text{COOH}$ ; $-\text{OH}$
2 Повышение устойчивости стенок ствола:	$-\text{OH}$ ; $-\text{NH}_2$ ; $-\text{COOH}$ ;
3 Стабилизация БР:	$-\text{OH}$ ; $-\text{COOH}$ ; $-\text{NH}_2$ ; $-\text{COOR}$
4 Защита от коррозии:	$-\text{OH}$ ; $=\text{NH}$

Перспективным может быть реагент из смеси жирных растительных кислот и продуктов их окисления, а также различных полиаминоспиртов и аминов, образующих смеси различных сложных эфиров и амидоэфиров, устойчивых в агрессивных средах. При температуре получения активной основы реагента ( $130^{\circ}\text{C}$ ) не происходит образования солей карбоновых кислот (мыла), а амидоамины и эфиры устойчивы к солевой агрессии.

Механизм ингибирования глин по данным большинства исследователей заключается в том, что частицы глинистых минералов пластинчатой формы имеют положительно и отрицательно заряженные участки, образовавшиеся в результате ионного обмена компонентов глины в водном растворе. На положительно заряженных участках глин сорбируются анионы жирных карбоновых кислот  $\text{R} - \text{COOH}$ , приводящие к гидрофобизации

поверхности глин. В дальнейшем этот слой уплотняется за счет водородных связей и гидрофобных взаимодействий с остальными компонентами реагента: фосфатидного концентрата, аминоспиртов и их продуктов взаимодействия с жирными кислотами. Образовавшийся гидрофобный слой препятствует дальнейшему проникновению в породу дисперсионной среды бурового раствора и увеличению порового давления, минимизируя гидратацию глин и предотвращая осыпи и обвалы. Предлагаемый растворитель не только хорошо совместим с активной основой реагента, но еще и придает дополнительные ингибирующие свойства.

Возможно и проявление синергетического эффекта. В качестве дополнительных эффектов следует ожидать улучшение антифрикционных и антикоррозионных свойств БР, включающих эти добавки.

**В третьей главе** приводятся результаты экспериментальных исследований. Для сравнения эффективности разработанных добавок использовались реагенты прототипы, применяемые при бурении на месторождениях Республики Удмуртия, а именно: Биолуб (ТУ2458-009-82330939-2008) и Лубрикон (ТУ2458-023-14023401-2012).

В лабораторных условиях исследовано влияние реагента комплексного действия на технологические показатели исходного биополимерного БР (ИББР) с различными добавками, состав и параметры которого представлены в Таблице 2.

Таблица 2 – Состав и свойства исходного ББР с добавками

Состав раствора	Параметры				
	ПФ, см <sup>3</sup> /30 мин	ПВ, мПа·с	ДНС, дПа	СНС, дПа	
				10 сек	10 мин
ИББР (Вода+0,1%NaOH+ 8% KCl+3,6% CaCl <sub>2</sub> ++3,6% NaCl+ 2,5%Крахмал+0,25% Гаммаксан)	7-8	30	124	24	34
ИББР+0,5% РКД	5	30	125	24	34
ИББР+1% РКД	3-4	28	153	28	54
ИББР+1% Биолуб	5	25	114	27	48
ИББР+1% Лубрикон	5	27	120	31	75

В Таблице 3 приведено влияние различных реагентов на статический и динамический коэффициенты трения пары «сталь-фильтрационная корка».

Таблица 3 -Влияние реагентов на коэффициент трения пары «сталь-фильтрационная корка»

Состав раствора	Коэффициент трения при продолжительности контакта 20 мин	
	статический	динамический
ИББР	0,365	0,215
ИББР+0,5 % РКД	0,259	0,170
ИББР+1% РКД	0,120	0,112
ИББР+ 1% Лубрикон	0,153	0,120
ИББР+ 1% Биолуб	0,138	0,121

Результаты испытаний показали, что применение комплексной добавки уменьшает статический коэффициент трения пары «сталь – фильтрационная корка» на 60%, а динамический на 52% по сравнению с исходным биополимерным буровым раствором (ИББР), и БР с реагентами прототипами, что позволяет улучшить доведения нагрузки на долото, обеспечить рост механической скорости ( $V_{мех}$ ).

В Таблице 4 приведены значения скорости изнашивания стали и коэффициентов трения пары «сталь – сталь» при различных удельных нагрузках в среде исходного биополимерного бурового раствора (ИББР) и с добавлением реагента комплексного действия, а также прототипов, Н/см<sup>2</sup>.

Установлено, что применение предлагаемого РКД с концентрацией 1% обеспечивает снижение коэффициента трения пары «сталь–сталь» в сравнении с исходными составами при нагрузках, соответственно при 289 и 357 Н/см<sup>2</sup>, на 50%, а при 444 Н/см<sup>2</sup> на (35-40) %.

Таблица 4 – Влияние нагрузки и реагентов на скорость изнашивания и коэффициент трения пары «сталь-сталь»

Состав раствора	Скорость изнашивания стали, мм/час и коэффициент трения пары «сталь-сталь» нагрузке, Н/см <sup>2</sup>		
	289	357	444
ИББР	0,127/0,15	0,134/0,23	0,230/0,35
ИББР+0,5 % РКД	0,120/0,12	0,124/0,155	0,151/0,195
ИББР+1% РКД	0,007/0,07	0,05/0,11	0,06/0,16
ИББР+ 1% Лубрикон	0,07/0,14	0,12/0,20	0,100/0,23
ИББР+ 1% Биолуб	0,09/0,12	0,105/0,15	0,115/0,21

Снижение относительной скорости изнашивания стали 45 от нагрузки в ИББР при добавке 1% реагента комплексного действия было более, чем двухкратным.

При проведении коррозионных исследований использовалась Ст3 и модель пластовой воды (5% NaCl+ 0,5% CH<sub>3</sub>COOH). Результаты обработки цикловольтамперометрических (ЦВА) кривых приведены в Таблице 5.

Таблица 5 – Результаты исследований коррозионной активности

Состав раствора	Анализ ЦВА		
	коррозионный раствор, I <sub>0</sub> , мА/мм <sup>2</sup> (5% NaCl + 0,5% CH <sub>3</sub> COOH)	с добавлением реагента, I <sub>p</sub> , мА/мм <sup>2</sup>	защитный эффект, Z, %
1% РКД	16	8	50
1% Биолуп	16	105	-
1% Лубрикон	16	88	-

Видно, что защитный эффект реагента комплексного действия составляет 50%. На основе анализа выполненных исследований можно констатировать, что разработана добавка комплексного действия, которая способна эффективно гидрофобизировать поры коллектора и параллельно значительно улучшать антифрикционные и антикоррозионные свойства БР.

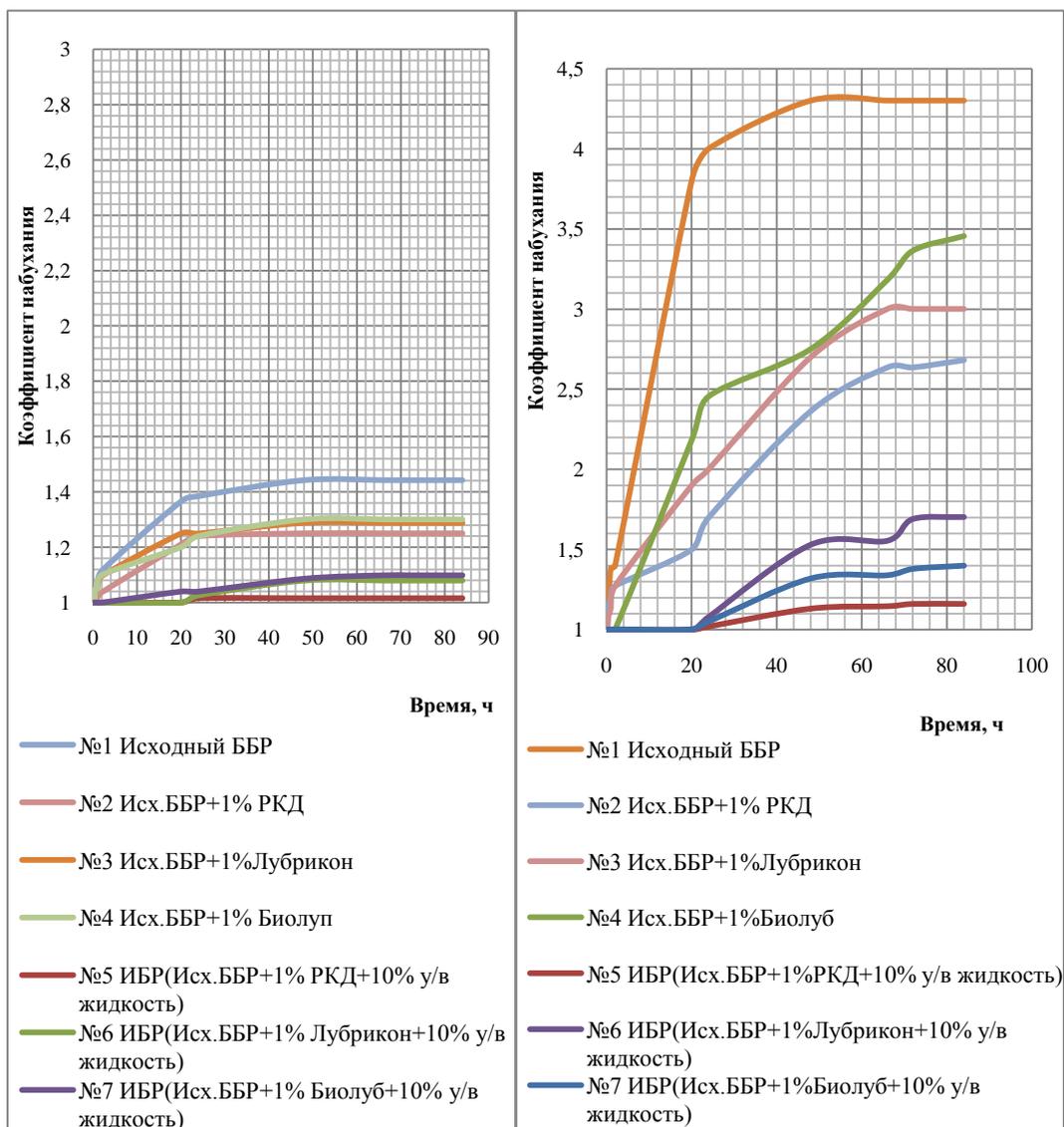
**В четвертой главе** приведен компонентный состав ингибирующего бурового раствора для первичного вскрытия продуктивных пластов в промышленных условиях. В Таблице 6 представлены параметры составов буровых растворов.

Экспериментальные исследования влияния буровых растворов на набухание образцов пластовых глин и куганакского глинопорошка (г/п) проводились в пресной воде, исходном и буровом растворе, состав которых приведен в Таблице 6, в том числе с добавкой углеводородной жидкости (УВ).

Таблица 6 – Состав и свойства ингибирующих буровых растворов

Состав раствора	Параметры раствора при 20 °С				
	ПФ, см <sup>3</sup> /30 мин	ПВ, мПа·с	ДНС, дПа	СНС, дПа	
				10сек	10мин
Исходный биополимерный БР (ИББР)	7	32	124	24	34
Ингибирующий БР (ИБР) (ИББР+1%РКД+10% (УВ))	3-4	18	162	54	95
ИБР (ИББР+1%Биолуб+10% (УВ))	4-5	15	143	34	48
ИБР (ИББР+1% Лубрикон + 10% ( УВ))	4-5	15	163	48	77

Экспериментальные исследования влияния бурового раствора на набухание образцов пластовых глин и куганакского глинопорошка проводились в пресной воде, исходном и в буровом растворе, состав которых приведен в Таблице 6, в том числе с добавкой углеводородной жидкости (УВ). Исследования проводились в течение 72 часов, результаты приведены на Рисунке 1.



а)

б)

а) Куганакский г/п; б) образцы глин скважины № 4434

Шарканского месторождения

Рисунок 1 - Кинетика набухания глин и глинопорошков

в различных средах

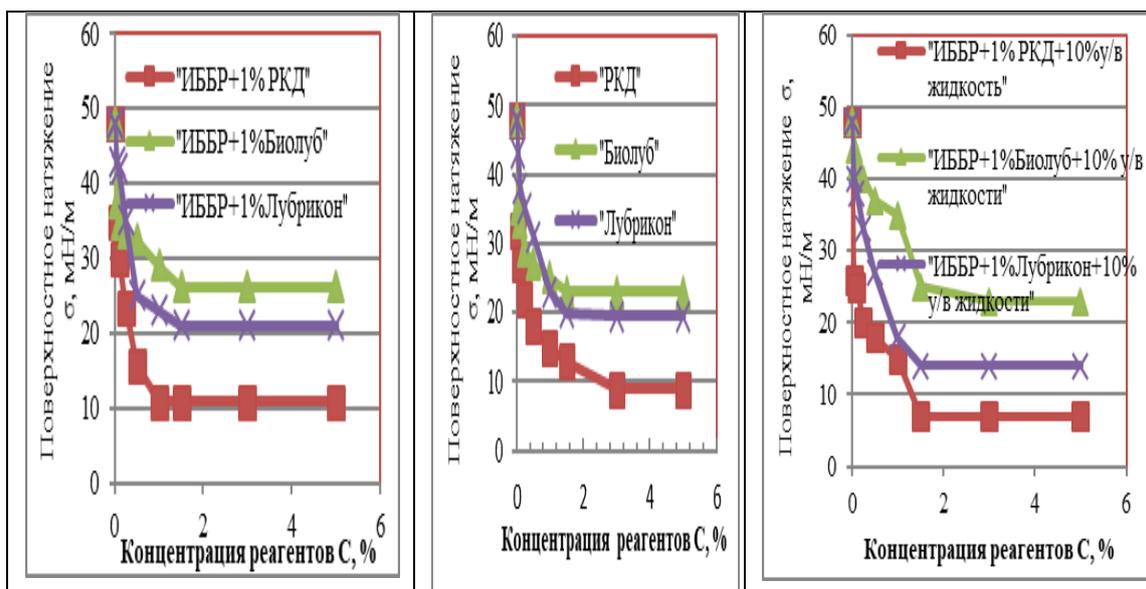
Анализ Рисунков 1 (а и б) показывает эффективность реагента комплексного действия. Видно, что действие всех реагентов в среде (№ 2-4) буровой раствор в течение 1-х суток практически одинаково. После 48 часов видно, что наименьший коэффициент объемного набухания ( $K_{наб}$ ) наблюдается при контакте с реагентом комплексного действия. При использовании куганакского глинопорошка комплексный реагент снизил коэффициент объемного набухания на 40% по сравнению с водой. Исследование образцов глин, показало, что при добавлении комплексного реагента коэффициент объемного набухания бурового раствора уменьшился примерно на 60% по сравнению с прототипами.

При совместном использовании в составе буровых растворов ионных ингибиторов, органических реагентов и углеводородной жидкости, получен видимый синергетический эффект, что приводит к подавлению процессов набухания глинистых минералов. При исследовании (сред № 5-7) наилучший результат достигается при добавлении гидрофобизатора реагента комплексного действия: с куганакским глинопорошком получено снижение коэффициента объемного набухания на 65%, а при использовании образцов глин на 85%, что подтверждает рабочую гипотезу.

На Рисунке 2 представлены изотермы поверхностного натяжения ( $\sigma_{нат}$ ) на межфазной границе «жидкость/жидкость» с добавлением различной концентрации реагентов (реагента комплексного действия; прототипов), а также в составе фильтратов исходного биополимерного бурового раствора и ингибирующего БР.

Из рисунка 2 (а) видно, что поверхностное натяжение ( $\sigma_{нат}$ ) водного раствора реагентов Биолуб составляет от 35 до 23 мН/м; Лубрикон от 43 до 19 мН/м; РКД от 32 до 9 мН/м.

Значения поверхностного натяжения ( $\sigma_{нат}$ ) фильтрата исходного биополимерного бурового раствора составляют (рисунок 2б): Лубрикон от 43 до 21 м/Нм; Биолуб от 37 до 26 м/Нм; Девон-2л от 30 до 11 м/Нм.



а)

б)

в)

а) изотермы  $\sigma_{нат}$  водных растворов на границе с керосином;

б) изотермы  $\sigma_{нат}$  фильтрата ИББР на границе с керосином;

в) изотермы  $\sigma_{нат}$  фильтрата ИБР на границе с керосином

Рисунок 2 – Изотермы поверхностного натяжения

Значения поверхностного натяжения ( $\sigma_{нат}$ ) фильтрата ингибирующего бурового раствора соответственно: Лубрикон от 40 до 14 мН/м; Биолуб от 35 до 23 мН/м (рисунок 2в); с РКД поверхностное натяжение понижается значительно, в сравнении с прототипами, уменьшаясь с 26 до 7 мН/м, что приводит к снижению отрицательного воздействия на естественные коллекторские свойства пород нефтеносного пласта.

Обобщенным показателем при оценке качества вскрытия продуктивных пластов является коэффициент восстановления проницаемости ( $K_{восст}$ ). В Таблице 7 представлены значения проницаемости керна (известняк месторождения, Удмуртия) и коэффициент восстановления проницаемости при фильтрации ингибирующего бурового раствора с реагентом комплексного действия (РКД).

Таблица 7– Влияние бурового раствора с РКД на проницаемость керн

Тип раствора	Проницаемость пористых сред, мД		Коэффициент восстановления проницаемости, % Q=0,5 см <sup>3</sup> /мин
	по газу	по нефти	
ИББР	23,4	11,8	7,2
ИББР+1% РКД	25,4	11,6	76,3
ИББР+1%РКД+10% УВ жидкость	28,2	15,8	83

Добавление УВ жидкости придает ингибирующему буровому раствору новые свойства, что позволяет минимизировать загрязнение продуктивного пласта. Восстановление коэффициента проницаемости карбонатного керн составил 83%.

**В пятой главе** представлены результаты промысловых испытаний и внедрения комплексной добавки в ИБР при бурении 2 скважин на Шарканском месторождении. Нарботка ИБР и контроль технологических параметров осуществлялись в соответствии с традиционной технологией.

На скважине № 4434 куст № 2 при вскрытии продуктивного пласта, сложенного известняками на глубине (1766 – 2133) м при зенитном угле 90,5 град процесс бурения проходил без осложнений.

На скважине 4455 при бурении в интервале (1700 – 1993) м и зенитном угле 89,2 град отмечался 100 % вынос выбуренной породы и отсутствие шламовых «подушек». Отмечено повышение механической скорости ( $V_{мех}$ ) до 8 м/ч по сравнению с обычной (4-5 м/ч). Объясняется снижением сил трения инструмента о стенки скважины, лучшей передачи нагрузки на долото, улучшения очистки ствола скважины, снижения времени на проработку ствола, отсутствие сальникообразования.

При выполнении опытно-промысловых работ отсутствовали затяжки, посадки инструмента, сократилось время на проработку ствола). Эко-

номический эффект за счет снижения времени на предупреждение и ликвидацию осложнений и увеличения механической скорости ( $V_{мех}$ ) составляет 2 250 000 рублей (по одной скважине). Промышленный выпуск реагента освоен на предприятии ООО НПП «Икар» (г. Уфа).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Существующие буровые растворы, предназначенные для вскрытия продуктивных пластов на Шарканском месторождении, не обеспечивают в полной мере сохранение их фильтрационно-емкостных свойств, из-за недостаточного проявления ингибирующих свойств по отношению к глинистым минералам, что значительно снижает потенциальные возможности эксплуатации нефтяных скважин после освоения.

2 Показано, что для сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов, в составе бурового раствора, предпочтительно наличие компонентов с моно – и многоатомными спиртами. Разработана рецептура бурового раствора на уровне изобретения (патент 2756264 РФ) с применением реагента комплексного действия Девон-2л, позволяющая снизить гидратацию глинистых частиц на 85%, обеспечить коэффициент восстановления проницаемости карбонатного керна на уровне 83%.

3 Теоретически обосновано и экспериментально подтверждено, что реагент Девон-2л (патент 2732147 РФ) позволяет уменьшить динамический коэффициент трения пары «сталь-фильтрационная корка» на 52% и статический на 60%, повышает антикоррозионную стойкость стали на 50%. Активной основой реагента является продукт взаимодействия борной кислоты, смеси жирных кислот растительных масел и фосфатидного концентрата.

4 Разработана и утверждена техническая документация на выпуск опытной партии реагента Девон-2л на предприятии ООО НПП «Икар». Проведены промысловые испытания с использованием реагента Девон-2л

в качестве комплексной добавки к буровому раствору на скважинах № 4434 и 4455 Шарканского месторождения Республики Удмуртия. В дальнейшем по разработанной технологии было пробурено безаварийно еще 3 скважины. Экономический эффект только за счет сокращения времени на предупреждение и ликвидацию осложнений при бурении бокового ствола с применением предлагаемого БР, увеличения механической скорости проходки на 30%, составляет 2250000 рублей по одной скважине.

**Основное содержание работы опубликовано в следующих научных трудах: - в ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях в соответствии с требованиями ВАК Минобрнауки России:**

1 Гаймалетдинова, Г.Л. Исследование антикоррозионных свойств реагента комплексного действия, применяемого в качестве присадки к буровому раствору/Исмаков Р.А., Мулюков и др// Нефтяная провинция. – 2022. № 3(31). С. 163-178.

2 Гаймалетдинова, Г.Л. Разработка состава ингибирующего раствора для бурения скважин в неустойчивых глинистых породах/Р.А. Мулюков, Р.А. Исмаков// Нефтяная провинция – 2022. №4(32). С. 128-139.

3 Гаймалетдинова, Г.Л. Изучение влияния адсорбции поверхностно-активных веществ на частицах твердой фазы с целью создания комплексной добавки для сохранения продуктивности пласта/Р.А. Мулюков, Р.А. Исмаков// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море– 2023. №2 (362). С. 26-31.

4 Гаймалетдинова, Г.Л. Исследование поверхностно-активных веществ полифункциональных реагентов применяемых при бурении скважин с целью сохранения продуктивности пласта/ Г.Л. Гаймалетдинова// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2023. №3 (363). С. 30-36.

5 Гаймалетдинова, Г.Л. Исследование влияния бурового раствора, обработанного реагентом комплексного действия Девон-2л, на известняк при первичном вскрытии/ Исмаков Р.А., Мулюков Р.А.// Бурение и нефть - 2023. №02. С. 46-51

**- в рецензируемых научных журналах, включенных в международные базы данных Scopus:**

6 Gaimaletdinova, G.L. Development of environmental safety complex-action reagents based on vegetable oils for opening productive formations/Ozden I.V // AIP Conference Proceedings. Proceedings of the IV international scientific conference on advanced technologies in aerospace, mechanical and automation engineering: (MIST: Aerospace-IV 2021). 2023. С. 050045

**- в прочих изданиях:**

7 Гаймалетдинова, Г.Л. Математическое моделирование состава и свойств промывочных жидкостей на безводной основе с применением реагента комплексного действия Девон-2л/Р.А. Мулюков, Р.А. Исмаков// Нефтяная провинция. – 2021. №4-2 (28). С. 454-467

**в материалах различных научно-технических конференций и семинаров:**

8 Гаймалетдинова, Г.Л. Разработка и внедрение полифункциональной добавки для буровых растворов с целью повышения ТЭП при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях/Г.Л. Гаймалетдинова// Материалы II междунар. науч.-практ.конф. «Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки», посвященной памяти Копылова В.Е./ТИУ. – Тюмень, 2022. - С. 348-355.

9 Гаймалетдинова, Г.Л. Растительные масла как основа смазочных реагентов для вскрытия продуктивных пластов/ И.Д. Акмухаметов// в

сборнике: Обращение с отходами: современное состояние и перспективы. Сборник статей междунар.науч. - практ. конф. Уфа, 2021. С. 101-104.

10 Гаймалетдинова, Г.Л. Исследование и разработка реагента комплексного действия для улучшения триботехнических и антикоррозионных свойств/О.Р. Латыпов и др// междунар.науч.-техн.конф. «Актуальные проблемы науки техники» посвященная 70-летию ИМИ-ИжГТУ и 60-летию СПИ (филиал) ФГБОУ ВО «ИжГТУ им. М.Т. Калашникова». Сарапул, 2022. С. 298-304.

11 Гаймалетдинова, Г.Л. Влияние различных смазочных добавок на противоприхватные свойства буровых растворов /Валишина и др// в книге: материалы 72-й науч. - техн.конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. 2021. С. 106.

12 Гаймалетдинова, Г.Л. Исследование смазочных добавок к буровым растворам/ И.Д. Акмухаметов// в книге: материалы 72-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. 2021. С. 95.

13 Гаймалетдинова, Г.Л. Снижение коррозионной активности буровой промывочной жидкости путем применения реагентов комплексного действия/ Д.Р. Латыпова и др.// в книге: материалы 73-й науч. - техн.конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. 2022. С. 48.

14 Гаймалетдинова, Г.Л. Исследование и подбор смазочных реагентов для улучшения антифрикционных свойств буровых растворов на водной основе/ И.Д. Акмухаметов и др// в книге: материалы 73-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. 2022. С. 50.

15 Гаймалетдинова, Г.Л. Исследование антикоррозионных свойств смазочных реагентов, используемых в качестве добавки к буровой промывочной жидкости/О.Р. Латыпов и др//в книге: материалы 73-й науч. - техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. 2022. С. 41.

**Патенты:**

16 Пат. 2732147 РФ, МПК С09К 8/035. Реагент для обработки промывочных жидкостей/ И.М. Арасланов, Г.Л. Гаймалетдинова, Р.А. Мулюков и др. Заявка № 2019131125; заявл. 01.10.2019; опубл. 11.09.2020, Бюл. № 26. - 11с.

17 Пат. 2756264 РФ, МПК С09К 8/12. Ингибирующий биополимерный раствор/ Г.Л. Гаймалетдинова, Р.А. Исмаков, Р.А. Мулюков и др. - Заявка №2020132252; заявл. 29.09.2020; опубл. 28.09.2021, бюл. №28. – 10 с.