

*На правах рукописи*



**ГАЙДАРОВ АЗАМАТ МИТАЛИМОВИЧ**

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ПОЛИМЕРКАТИОННЫХ  
РАСТВОРОВ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ  
ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

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

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Москва - 2023

Работа выполнена в ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»

Научный руководитель доктор технических наук, профессор  
**Конесев Геннадий Васильевич**

Официальные  
оппоненты: **Чернышов Сергей Евгеньевич**  
доктор технических наук, доцент  
ФГАОУ ВО «Пермский национальный  
исследовательский политехнический  
университет», кафедра «Нефтегазовые  
технологии», и.о. заведующего кафедры

**Блинов Павел Александрович**  
кандидат технических наук  
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный  
университет», кафедра «Бурения скважин», доцент

Ведущая организация ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный  
университет», г. Ставрополь

Защита диссертации состоится «2» марта 2023 года в 14-00 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 «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы исследования

Одним из важных направлений повышения качества строительства скважин является использование эффективных составов буровых растворов.

Строительство скважин в сложных горно-геологических условиях, обусловленных чередованием значительных толщ глинистых, солевых и подсолевых отложений, наличием зон аномально высоких пластовых давлений и температур, большими глубинами залегания углеводородного сырья сопряжено с возникновением технологических осложнений и инцидентов, связанных с недостатками существующих буровых растворов.

Осложнения и инциденты в глинистом разрезе вызваны гидратацией и набуханием глин, потерей устойчивости стенок скважины в глинисто-аргиллитовых породах. При проходке набухающих и диспергирующих глин происходит рост коллоидной фракции, что приводит к наработке бурового раствора, перерасходу химических реагентов и созданию техногенной нагрузки на окружающую среду. Для бурения интервалов набухающих глин и глинисто-аргиллитовых пород разработано значительное количество ингибирующих буровых растворов. Использование существующих ингибирующих буровых растворов – калиевых, кальциевых, гликолевых, силикатных и др. в глинистых отложениях, не всегда эффективно, как для снижения наработки раствора, так и для сохранения устойчивости ствола скважины.

Разбуривание солевых отложений сопряжено с вскрытием рапоносных пластов, сужением стволов скважин связанных с течением солей и пластичных глин. Для предупреждения этих осложнений не редко возникает необходимость в применении солестойкого утяжеленного бурового раствора плотностью 2300-2400 кг/м<sup>3</sup>. Увеличение плотности существующих соленасыщенных буровых растворов до 2200 кг/м<sup>3</sup> и выше не представляется возможным из-за роста реологических показателей до непрокачиваемой консистенции.

Разбуривание подсолевых отложений зачастую осуществляется в условиях высоких температур. При этом наработка твердой фазы и агрессия

солей ухудшают свойства раствора. В связи с этим все более актуальной становится задача разработки эффективных составов ингибирующих, термосолестойких утяжеленных буровых растворов для разбуривания набухающих глин и потенциально неустойчивых глинисто-аргиллитовых пород.

### **Степень разработанности темы исследования**

Разработкой и исследованием ингибирующих и термосолестойких буровых растворов занимались: Ангелопуло О.К., Беленко Е.В., Гайдаров М.М.-Р., Городнов В.Д., Грей Д.Р., Дарли Г., Дистлер Г.И., Заворотный В.Л., Конесев Г.В., Кистер Э.Г., Липкес М.И., Николаев Н.И., Некрасова И.Л., Резниченко И.Н., Рябоконец С.А., Рябченко В.И., Саушин А.З., Токунов В.И., Хвошин П.А., Хуббатов А.А., Шарафутдинов З.З., Яишникова Е.А. и многие другие.

**Цель работы:** повышение эффективности бурения и качества строительства скважин в сложных горно-геологических условиях, в частности в Прикаспийской впадине на Астраханском ГКМ, за счет разработки и применения полимеркатионных буровых растворов.

### **Для достижения поставленной цели в диссертации решались задачи:**

1. Анализ научных исследований и разработок в области ингибированных и термосолестойких буровых растворов для разбуривания глинистых, солевых и подсолевых отложений.
2. Обоснование выбора метода исследований.
3. Исследование и разработка полимеркатионных буровых растворов для бурения скважин в глинистых отложениях.
4. Исследование и разработка термосолестойких полимеркатионных буровых растворов для строительства нефтегазовых скважин в солевых и подсолевых отложениях.
5. Разработка, испытание и внедрение технологии управления свойствами полимеркатионных буровых растворов для различных условий бурения.

### **Научная новизна**

1. Обоснованы и разработаны составы буровых растворов для разбуривания неустойчивых глинистых отложений на основе катионных полимеров, реализующих эффекты улучшения ингибирующих и крепящих свойств растворов за счёт гидрофобизации и коллоидной защиты гидрофильных поверхностей твёрдой фазы при концентрации катионных полимеров стабилизаторов (1.0-5.3%), превышающих порог коагуляции растворов.

2. Обоснованы и разработаны составы буровых растворов для разбуривания солевых и подсолевых отложений на основе катионных полимеров, реализующих эффекты усиления устойчивости к полисолевой агрессии вплоть до насыщения и повышения термостойкости в интервале 120-200<sup>0</sup>С.

3. Разработана технология получения полимеркатионного раствора, предупреждающая образование нерастворимых полиэлектролитных комплексов (ПЭК) за счёт ввода в систему низкомолекулярных электролитов натрия (калия, кальция или аммония), которые при содержании выше пороговой концентрации блокируют контакты между катионными и анионными полимерами.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

Теоретическая значимость работы заключается в научном обосновании и разработке технологий применения катионных полимеров в качестве ингибиторов, гидрофобизаторов и стабилизаторов при строительстве скважин в сложных горногеологических условиях бурения.

Практическая ценность заключается в следующем:

– разработанные составы, технологии применения полимеркатионных растворов прошли успешные промысловые испытания и включены в проектную документацию на строительство скважин Астраханского ГКМ и Оренбургского НГКМ;

– составы полимеркатионных буровых растворов в настоящее время проходят опытно-промысловые испытания в Республике Беларусь;

– разработана и утверждена ПАО «Газпром» Рекомендация 2-3.2.-1088-2016;

– разработаны и утверждены ПАО «Газпром» СТО 2-3.2-885-2014 и СТО 2-3.2-1126-2017;

- результаты диссертационной работы используются в учебном процессе МГРИ-РГГРУ имени Серго Орджоникидзе по направлению «Нефтегазовое дело» при изучении дисциплин: «Повышение нефтегазоотдачи пластов», «Буровые промывочные жидкости».

### **Методология и методы решения поставленных задач**

Включает в себя комплекс аналитических и экспериментальных исследований по изучению физико-химических процессов, происходящих в буровых растворах на водной основе, а также взаимодействий в системе «раствор-порода» в условиях скважины. Лабораторные испытания проводились на современном сертифицированном оборудовании.

Научные положения и выводы подкреплены фактическими данными, представленными в рисунках и таблицах, а также подтверждены результатами промышленного использования разработанной технологии и составов раствора.

### **Основные положения, выносимые на защиту**

1. Обоснование составов, технологии приготовления и управления свойствами полимеркатионных буровых растворов на основе катионных полимеров для бурения глинистых отложений.

2. Технология получения и регулирования параметров термосолестойких буровых растворов на основе включения в их состав катионных полимеров циклического строения средней и высокой молекулярной массы.

3. Технология получения и регулирования параметров полимеркатионных буровых растворов на основе растворения полиэлектролитных комплексов путем дозированного ввода низкомолекулярных электролитов.

4. Результаты промысловых испытаний разработанных составов полимеркатионных буровых растворов при строительстве скважин на Астраханском ГКМ и в Республике Беларусь.

#### **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность результатов работы обеспечивалась путем применения широко апробированных, а также оригинальных методов и методик, экспериментальных исследований, осуществленных на оборудовании, прошедшем государственную поверку. Перед построением графических зависимостей все экспериментальные данные обрабатывались с использованием подходов теории ошибок эксперимента и математической статистики.

Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались и обсуждались на: международной конференции SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition (г. Астана, 2014 г.); международной научной конференции «Стратегия развития геологического исследования недр: настоящее и будущее (к 100-летию МГРИ-РГГРУ)» (г. Москва, 2018 г.); международной научно-практической конференции «Новые идеи в науках о Земле» (г. Москва, 2019 г.); всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовое дело, техносферная безопасность, рациональное природопользование: современные реалии» (г. Москва, 2020 г.); третьем международном молодежном научно-практическом форуме «Нефтяная столица» (г. Москва, 2020 г.); международной научной конференции молодых ученых «Молодые – Наукам о Земле» (г. Москва, 2020 г.) и др.

#### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 45 печатных работ, из них 38 в журналах, рекомендуемых ВАК Минобрнауки России, получено 32 патента.

#### **Объем и структура работы**

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных выводов и результатов, библиографического списка, включающего 173

наименований. Материал диссертации изложен на 210 страницах машинописного текста, включает 50 таблиц, 26 рисунков и 3 приложения.

Автор выражает благодарность и глубокую признательность за помощь и консультации научному руководителю д.т.н., профессору Г.В. Конесеву, а также д.т.н., профессору Ф.А. Агзамову и ученым ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

Особую признательность автор выражает специалистам ООО «Газпром ВНИИГАЗ», к.т.н., начальнику лаборатории А.А. Хуббатову и научному сотруднику Д.В. Храброву за совместно проведенные лабораторные и промысловые исследования.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность диссертационной работы, ее цель, задачи, сформулирована научная новизна и основные защищаемые научные положения, показана теоретическая и практическая значимость работы.

В **первой главе** выполнен анализ современного состояния промывочных жидкостей на водной основе для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях, а также проанализированы известные методики оценки их ингибирующих свойств.

В процессе строительства скважин в сложных горно-геологических условиях возникают следующие основные осложнения, связанные с недостатками используемых буровых растворов:

1. Нароботка бурового раствора. Создается потенциальная угроза окружающей среде.
2. Неустойчивость глинисто-аргиллитовых пород. Коэффициент кавернозности на Астраханском ГКМ варьирует от 1,30 до 1,50 и более.
3. Агрессия солей, температуры и рапопроявления. Воздействие высоких температур и солевой агрессии оказывает негативное влияние на рабочие характеристики бурового раствора.

Существует достаточно большое количество лабораторных методов оценки ингибирующих свойств буровых растворов. Следует отметить, что традиционные ингибирующие растворы проявляют высокую эффективность в

лабораторных условиях при проведении испытаний на ингибирующие свойства, а промысловые результаты свидетельствуют о низкой их эффективности при проходке набухающих глин и неустойчивых аргиллитов. Данное противоречие теории и практики, очевидно, связано с недостатками существующих буровых растворов и методов оценки ингибирующих свойств.

Существующие методики оценки ингибирующих свойств буровых растворов являются некорректными, из-за чего допускаются ошибки при выборе состава и свойств рабочего раствора для бурения глинистых отложений. Основные недостатки перечисленных методик: нарушение естественного состояния пород, их диспергирование и разрушение структурных связей, и изготовление образцов-таблеток для определения ингибирующих свойств раствора. Эффективность разрабатываемых буровых растворов во многом зависит от уровня существующих методик. Поэтому необходимо усовершенствовать рекомендации и методики оценки ингибирующих и крепящих свойств буровых растворов в лабораторных и промысловых условиях.

Поставлены цели и задачи исследований.

Во **второй главе** изложены методические вопросы выполнения работы. Все глинистые горные породы разделены на 5 групп согласно их взаимодействию с буровыми растворами. Важнейшими характеристиками глинистых пород, которые необходимо учитывать при выборе бурового раствора являются контакты между структурными элементами, набухание и поведение в ненарушенном и нарушенном сложении, и вызываемые ими проблемы и осложнения в процессе строительства скважины.

При постановке экспериментов использованы стандарты ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008) и специальные методики, а именно: изучение показателя фильтрации полимеркатионных буровых растворов при нормальной и высокой температуре на фильтр-прессах LP/LT и HP/TP соответственно; изучение реологических свойств с применением ротационного вискозиметра OFITE модель 800 или 900; изучение влияния температуры на свойства

полимеркатионных буровых растворов путем помещения их образцов в ячейки старения OFITE и термостатирования в муфельной печи при температурах от 120 до 200 °С в течение от 2 до 4 суток с последующим замером реологических, фильтрационных и других показателей.

Обоснованы и усовершенствованы методики, по оценке ингибирующих и крепящих свойств буровых растворов. Согласно усовершенствованным методикам оценку ингибирующих свойств буровых растворов рекомендуется производить по следующим показателям:

- показатель изменения (роста) коллоидной фракции при бурении глинистого интервала;
- показатель устойчивости раствора к агрессиям;
- показатель наработки раствора в процессе бурения глинистого интервала.

Оценку крепящих свойств рекомендуется производить по следующим показателям:

- показатель увлажняющей способности прессованных образцов глин, применим для глинистых пород с коагуляционными структурными связями;
- показатель разрушения породы, применим для аргиллитов и глинистых пород с фазовыми и переходными структурными связями;
- показатель кавернозности (коэффициент кавернозности ствола скважины).

Исследование всех модификаций полимеркатионных буровых растворов выявили их высокие ингибирующие и крепящие свойства, в сравнении со всеми известными буровыми растворами.

В **третьей главе** представлены результаты лабораторных исследований, направленных на разработку полимеркатионного бурового раствора и его модификаций для сложных горно-геологических условий бурения, а также определены требования к этим составам.

В соответствии с теоретическими положениями устойчивости и стабилизации дисперсных систем, принятой рабочей гипотезой и принципами

управления свойствами буровых растворов в сложных горно-геологических условиях на первоначальном этапе были выполнены экспериментальные исследования с катионными полимерами с целью выявления эффективных реагентов, реализующих эффекты ингибирования и гидрофобизации глин и глиносодержащих пород.

В качестве катионных полимеров для приготовления полимеркатионных буровых растворов используются – полидадмах и его сополимеры, полиэпихлоргидриндиметиламин и катионный низкомолекулярный полиакриламид:

- полидадмах и его сополимеры представляют собой полимеры с термостойкостью более 220 °С с катионным зарядом, расположенным во вторичной цепи;

- полиэпихлоргидриндиметиламин (ПЭХГДМА) – полимер с термостойкостью 80-85 °С с катионным зарядом, расположенным в главной цепи;

- катионный полиакриламид – полимер с молекулярной массой в пределах от  $5 \cdot 10^5$  до  $1,5 \cdot 10^6$ . Термостойкость реагента 180-185 °С.

Разработаны базовые системы и их модификации, условно разделенные на четыре типа: пресный, ингибирующий, соленасыщенный и термостойкий:

1. Пресный полимеркатионный буровой раствор для бурения надсолевых отложений, целесообразно применять в регионах, где использование солей в качестве ингибиторов набухания глин не рекомендуется по экологическим соображениям. Технологические показатели пресных полимеркатионных буровых растворов приведены в Таблице 1.

Составы защищены патентами РФ №№ RU 2534546 C1, RU 2567066 C1 и др. В настоящее время планируется использовать эти растворы при строительстве скважин на месторождениях АО «Сургутнефтегаз» и ПАО «Газпром».

Таблица 1 – Технологические показатели пресных полимеркатионных растворов с ОЭЦ и крахмалом

Состав раствора	ПЭХГДМА, %	Показатели раствора			
		ПВ, мПа*с	ДНС, Па	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	ПФ, см <sup>3</sup>
4%гл. р-р+0,35% ОЭЦ+ 10%мел+5%глицерин	3,5	56	36	80/225	4,7
	5,0	63	37,5	80/225	4,2
4%гл. р-р+0,50% ОЭЦ+ 10%мел+5%глицерин	3,5	76	30	110/260	3,6
	5,0	86	44,5	110/270	3,4
4%гл. р-р+2%крахмал +10%мел+5%глицерин	3,5	44	13,5	5/10	3,8
	5,0	55	18,5	15/15	3,7
4%гл. р-р+3%крахмал +10%мел+5%глицерин	3,5	54	11	5/10	2,1
	5,0	54	15	15/15	2

2. Ингибирующий полимеркатионный буровой раствор для бурения глинистых отложений, целесообразно использовать для бурения набухающих глинистых пород.

Для усиления крепящих и выносящих свойств раствора используются неионные и анионные полисахариды (крахмал, декстрин, биополимер, ПАЦ, КМЦ, ОЭЦ).

Данные составы защищены патентами РФ №№ RU 2533478 С1, RU 2633468 С1 и др. Технологические показатели ингибирующего полимеркатионного промывочного бурового раствора приведены в Таблице 2.

Таблица 2 – Технологические показатели ингибирующего полимеркатионного бурового раствора

№	Состав раствора	Полидадмах, %	Показатели раствора			
			ПВ, мПа*с	ДНС, Па	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	ПФ, см <sup>3</sup>
1	4%гл. р-р+1%крахмал+0,2%БП+ 6%NaCl+ 1%CaCl <sub>2</sub> +10%мел	2,45	24	11	25/25	5,0
		3,50	32	11	25/25	4,0
2	4%гл. р-р+2%крахмал+0,3%БП+ 6%NaCl+ 1%CaCl <sub>2</sub> +10%мел	2,45	29	15	50/60	3,2
		3,50	36	17	50/60	3,3
3	4%гл. р-р+3%крахмал+0,5%БП+ 6%NaCl+ 1%CaCl <sub>2</sub> +10%мел	2,45	38	27	105/125	3,2
		3,50	46	28	100/120	3,0

С повышением концентрации биополимера и крахмала ингибирующая модификация приобретает ярко выраженный псевдопластический характер течения: при низких скоростях сдвига эффективная вязкость существенно увеличивается (Рисунок 1).

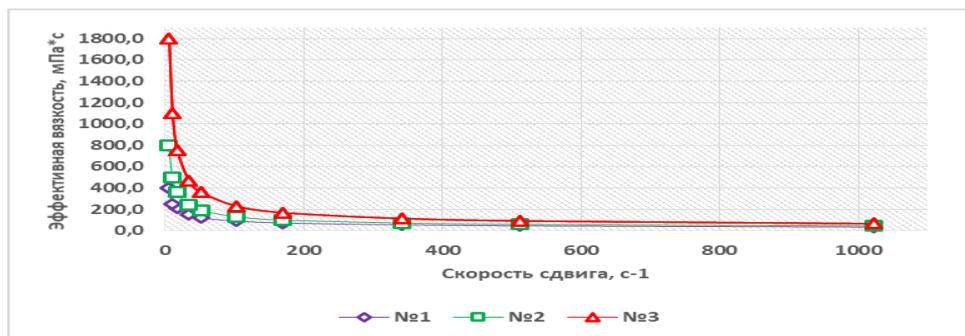


Рисунок 1 – Изменение эффективной вязкости полимеркатионного раствора от скорости сдвига (концентрация катионного полимера 2,45%)

3. Соленасыщенный полимеркатионный буровой раствор, для бурения солевых отложений.

Данные составы защищены патентами РФ №№ RU 2533478 С1, RU 2633468 С1 и др.

Для улучшения седиментационной устойчивости и структурно-реологических показателей соленасыщенный полимеркатионный раствор содержит полисахариды (крахмал, декстрин, биополимер, ПАЦ, КМЦ, ОЭЦ). Технологические показатели соленасыщенного полимеркатионного бурового раствора приведены в Таблице 3.

Таблица 3 – Технологические показатели соленасыщенных полимеркатионных растворов

$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	ПФ, см <sup>3</sup>	СНС 1/10, дПа	ПВ, мПа*с	ДНС, Па	pH
1,98	≤6	20-80/25-120	40-60	15-35	8-9
2,40	≤6	50-90/90-160	60-90	25-45	8-9

4. Термостойкий полимеркатионный буровой раствор для бурения высокотемпературных скважин. Базовый состав включает глинопорошок, катионный реагент, мел, соль и воду. В качестве понизителя фильтрации и регулятора структурно-реологических показателей используются катионные полимеры средне и высокомолекулярной массы.

Исследования катионных реагентов в сочетании с некоторыми неионными реагентами выявило их высокую устойчивость к температурной агрессии, что позволило разработать ряд термостойких полимеркатионных растворов (патенты РФ №№ RU 2739270 С1, RU 2740459 С1, RU 2651657 С1 и

др.). Термостойкие полимеркатионные буровые растворы включены в ПСД Западно-Астраханского ГКМ (разведочные скважины Р2 и Р3 с температурой до 150 °С).

Состав и технологические показатели термостойкого полимеркатионного бурового раствора приведены в Таблице 4.

Таблица 4 – Состав и технологические показатели термостойкого полимеркатионного раствора

№	Состав раствора	Показатели раствора			
		ПВ, мПа*с	ДНС, Па	СНС <sub>1/10</sub> , дПа	ПФ, см <sup>3</sup>
1	3% бентонит+8%катионный полимер (среднемолекулярный)+6%катионный полимер (высокомолекулярный)+10%КСI+10%мел+1%Т-92+10%дизельное топливо+барит до 1,7 г/см <sup>3</sup>	77	11	15/20	2,6
2	№ после термостатирования	92	15,5	20/20	2,2

Ингибирующие и соленасыщенные полимеркатионные буровые растворы включены в ПСД на строительство скважин Астраханского ГКМ и Оренбургского НГКМ, проходят ОПИ на месторождениях Республики Беларусь (пл. Карташовское, Некрасовское, Барсуковское и др.).

В четвертой главе описаны методы управления структурно-реологическими и ингибирующими свойствами полимеркатионных буровых растворов, выбор которых обусловлен необходимостью придания разрабатываемым растворам конкретных целевых свойств.

В настоящее время при бурении скважин с большими диаметрами псевдопластичные жидкости имеют превосходство над бингамовскими для выноса шлама и сохранения устойчивости ствола скважины. Известные буровые растворы характеризуют бингамовской моделью. Придание псевдопластичных свойств известным растворам чревато неконтролируемым увеличением структурно-реологических показателей, особенно при строительстве скважин в глинистых отложениях. В отличие от известных систем полимеркатионные буровые растворы обладая превосходными ингибирующими свойствами позволяют получать псевдопластичные жидкости с широким диапазоном контролируемых структурно-реологических

показателей, что делает их незаменимыми при бурении скважин с большими диаметрами.

**Управление реологическими показателями полимеркатионного бурового раствора.** Наиболее простой и эффективный способ создания псевдопластической полимеркатионной жидкости и управления ее реологическими показателями это использование структурообразователей (полимеров, глинопорошка, гидрогелей). Однако, в водной среде взаимодействие катионных и анионных полимеров, в определенных условиях, приводит к образованию нерастворимых полиэлектролитных комплексов (ПЭК), представляющих собой продукты кооперативных реакций ионного обмена между противоположно заряженными компонентами (Рисунок 2).

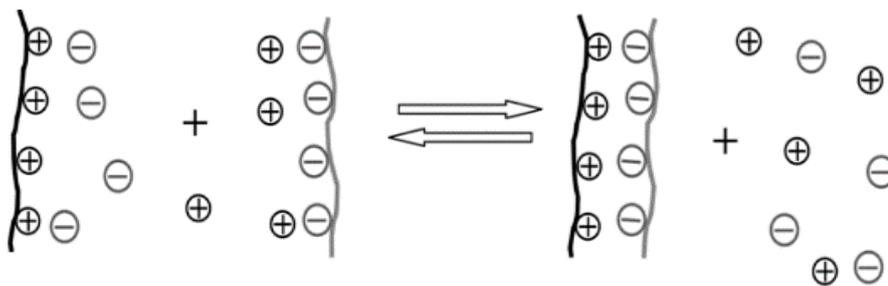


Рисунок 2 - Общая схема реакции образования ПЭК с участием противоположно заряженных полиионов

Растворимость ПЭК в водной среде зависит от соотношения противоположных зарядов и молекулярных масс взаимодействующих полиэлектролитов, стерических их особенностей, а также от химической природы и концентрации низкомолекулярной соли из состава жидкости.

Так как в ходе реакции образования/диссоциации ПЭК выделяются низкомолекулярные противоионы, то очевидно, вводом низкомолекулярного электролита можно управлять реакцией образования/диссоциации ПЭК.

Введение в полимеркатионный раствор низкомолекулярных солей сдвигает равновесие реакции образования/диссоциации в сторону диссоциации ПЭК.

Основные факторы, влияющие на растворимость или фазовые равновесия ПЭК в жидкости — это рН, ионная сила, температура. Из литературы известно о существовании различных методов по определению растворимости ПЭК.

Разработана и предложена методика вискозиметрии для оценки растворимости ПЭК в полимеркатионном буровом растворе с содержанием катионного и анионного полимера, основанная на определении эффективной вязкости при скоростях сдвига  $5,11\text{с}^{-1}$ , и/или  $10,22\text{с}^{-1}$  и/или  $17,03\text{с}^{-1}$ .

Содержание в полимеркатионном буровом растворе низкомолекулярных электролитов является одним из необходимых условий получения растворимых ПЭК из противоположно заряженных полимерных макромолекул.

В качестве низкомолекулярных электролитов были исследованы недефицитные и доступные по стоимости соли натрия, калия, аммония, магния и кальция.

Создание псевдопластичных полимеркатионных буровых растворов осуществляется путем управляемого дозирования низкомолекулярных электролитов для предупреждения образования нерастворимых ПЭК, при следующем соотношении пороговых концентраций электролитов:

- в глинистых составах: хлорид натрия 0,45 моль/л, формиат натрия 0,75 моль/л, и др.

- в безглинистых составах: хлорид натрия 0,30 моль/л, формиат натрия 0,44 моль/л, и др.

Таким образом, для получения полимеркатионных буровых растворов с требуемыми псевдопластичными характеристиками, необходимо концентрацию низкомолекулярных электролитов поддерживать не менее указанных пороговых значений (Рисунки 3, 4).

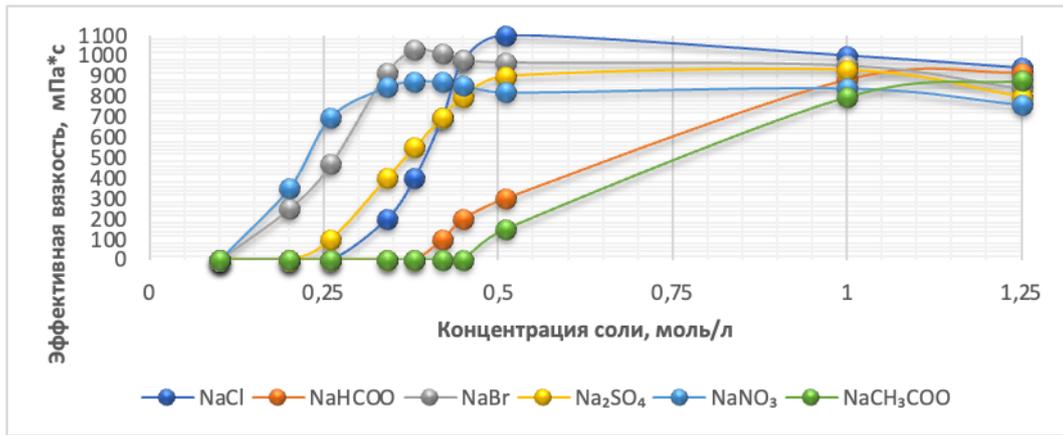


Рисунок 3 - Зависимость эффективной вязкости глинистого полимеркатионного раствора при скорости сдвига  $5,11\text{с}^{-1}$  от содержания солей натрия

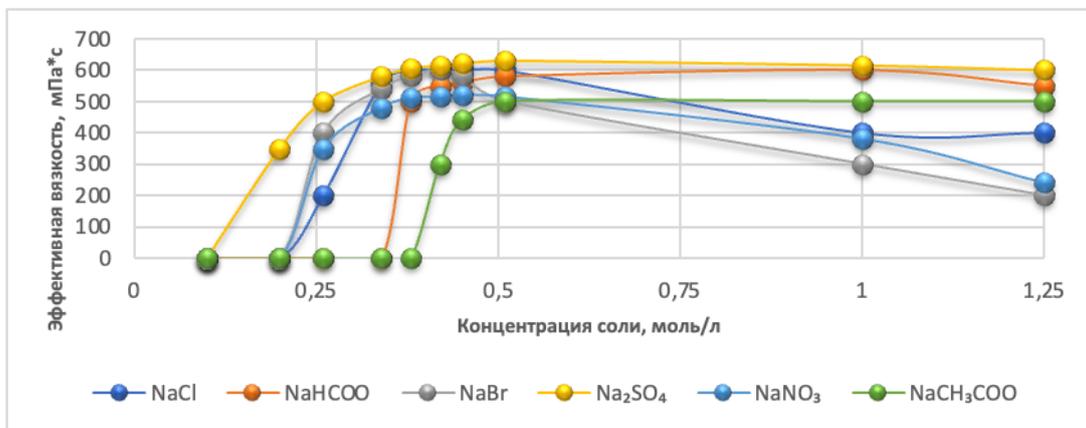


Рисунок 4 - Зависимость эффективной вязкости безглинистого полимеркатионного раствора при скорости сдвига  $5,11\text{с}^{-1}$  от содержания солей натрия

**Высоковязкие полимеркатионные буровые растворы.** Строительство нефтяных и газовых скважин начинается с бурения верхних интервалов большими диаметрами долот.

Увеличение механической скорости бурения и улучшение состояния ствола скважины в глинистых отложениях может быть реализовано путем улучшения транспортирующей способности раствора, снижения эрозионного размыва стенок скважины, повышения ингибирующих, крепящих, колюматизирующих, инкапсулирующих и др. свойств бурового раствора.

Выбор значений актуальных реологических показателей полимеркатионного раствора, отвечающих за транспортирующую способность

бурового раствора, производится исходя из механической скорости бурения и свойств самих слагающих горных пород. Актуальные реологические показатели раствора — это напряжение сдвига и эффективная вязкость при фактических скоростях восходящего потока раствора в затрубье.

Актуальные реологические показатели для каждого интервала на Астраханском ГКМ нормируются и в настоящее время эти показатели используются для оценки выноса шлама вместо пластической вязкости и ДНС (Таблица 5).

Таблица 5 – Актуальные реологические показатели по интервально

Актуальные реологические показатели		Скорость восходящего потока, м/с
Напряжение сдвига, Па	Эффективная вязкость, мПа*с	
Бурение под кондуктор 6 об/мин ( $10 \text{ с}^{-1}$ )		
$\geq 10$	$\geq 1000$	0,22-0,26
Бурение под 1-ю техническую колонну 20 об/мин ( $34 \text{ с}^{-1}$ )		
$\geq 12$	$\geq 360$	0,38-0,46
Бурение под 2-ю техническую колонну 30 об/мин ( $51 \text{ с}^{-1}$ )		
$\geq 10$	$\geq 200$	0,54-0,62
Бурение под эксплуатационную колонну 100 об/мин ( $170 \text{ с}^{-1}$ )		
$\geq 20$	$\geq 120$	0,86-1,35
Бурение продуктивного горизонта 100 об/мин ( $170 \text{ с}^{-1}$ )		
$\leq 14$	$\leq 84$	0,56-0,76

**Управление ингибирующими и крепящими свойствами полимеркатионного бурового раствора.** На основании теоретических и практических результатов разработаны рекомендации по управлению ингибирующих и крепящих свойств бурового раствора. Если на вибросита выносятся большое количество шлама (что свидетельствует о потере устойчивости стенок скважин) в виде крупных, мягких, увлажнённых и липких кусков, необходимо усилить ингибирующие свойства раствора вводом неорганических солей и катионного полимера и добиться увеличения прочности кусков и уменьшения их липкости.

Если выносятся большое количество хрупко разламывающегося и не липкого шлама, необходимо повысить структурно-реологические показатели раствора вводом биополимера или палыгорскитового глинопорошка, или гидрогелей, крахмала, увеличить плотность вводом мела (усиление

штукатурных свойств), создать структурный режим течения в кольцевом пространстве, увеличить содержание кольматантов.

Если выносимый шлам интенсивно диспергируется, приводя к ухудшению показателей раствора, следует увеличить содержание полимеров (крахмала, биополимера) и значительно усилить ингибирующие и инкапсулирующие свойства раствора вводом неорганических солей и катионного полимера до изменения размера и свойств выносимого шлама.

В пятой главе изложены результаты промысловых испытаний модификаций полимеркатионного бурового раствора при бурении скважин на Астраханском ГКМ.

В настоящее время апробированы различные модификации полимеркатионного бурового раствора при строительстве скважин №№ 939, 916, 1082, 4450, 915Д, 627, 629, 632, 544, 533, 449, 534 (Таблица 6).

Таблица 6 – Показатели бурения глинистых отложений на Астраханском ГКМ

Показатели	Номера скважин									
	707	4450	449	915	1082	916	915Д	628	629	544
Тип раствора	базов.	полимеркатионный		базов.	полимеркатионный			базов.	полимеркатионный	
Мощность интервала, м	3520	3446	3468	2485	2101	2414	2468	1418	1335	1552
Наработка раствора, м <sup>3</sup>	>2860	0	0	>2500	0	0	0	430	0	0
Мех. скорость бурения, м/ч	1,60	4,22	9,50	4,00	5,00	5,00	5,64	5,20	8,22	12,74
Коэф. кавернозности	1,57	1,31	1,34	1,33	1,24	1,31	1,14	1,29	1,09	1,08
Время, затраченное на стабилизацию ствола, ч	1377	393	620	805	324	449	321	414	210	113

Полимеркатионные буровые растворы применяются согласно ПСД при строительстве скважин на Астраханском ГКМ.

Применение полимеркатионных буровых растворов обеспечило:

в надсолевом разрезе:

- предотвращение наработки;

- снижение расхода реагентов;
- стабильность показателей;
- эффективный вынос шлама;
- увеличение ТЭП бурения;
- снижение сальникообразования, посадок, затяжек;
- улучшение состояния ствола скважины (снижение коэффициента кавернозности);

в солевом разрезе:

- стабильность показателей при бурении и рапопроявлениях;
- улучшение состояния ствола скважины в глинистых пропластках;
- снижение расхода химических реагентов;
- возможность утяжеления до плотности 2450 кг/м<sup>3</sup> для ликвидации рапопроявления;

в подсолевом разрезе:

- стабильность показателей в условиях сероводородной, углекислотной и температурной агрессии;
- минимизация осложнений и инцидентов в горизонтальном стволе;
- минимизация загрязнения коллекторов.

Отличительной особенностью полимеркатионных растворов является возможность их хранения и повторного использования.

Совокупный фактический экономический эффект от ОПИ систем полимеркатионных буровых растворов в период 2014-2021 гг. составил более 450 млн руб.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ**

1. Проведен анализ применения буровых растворов при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях, обусловленных наличием в разрезе пластичных диспергирующихся глин, значительных концентраций твердой фазы, солей и рапы, температуры и пластового давления. Выявлены основные проблемы, связанные с недостатками используемых промывочных жидкостей – наработка бурового раствора, неустойчивость глинисто-

аргиллитовых пород, недостаточная устойчивость раствора к различным агрессиям. Выявлены недостатки существующих методик оценки ингибирующих свойств буровых растворов.

2. Обоснована и усовершенствована методика по оценке ингибирующих и крепящих свойств буровых промывочных жидкостей за счет применения комплекса методов исследований, включающего лабораторные и проверочные промысловые показатели. Для оценки ингибирующих свойств использованы показатели коллоидной фракции; устойчивости раствора к агрессиям; наработки раствора. Для оценки крепящих свойств - показатель увлажняющей способности прессованных образцов глин; показатель разрушения породы; показатель кавернозности (коэффициент кавернозности ствола скважины). Разработана методика вискозиметрии для оценки растворимости ПЭК в полимеркатионных промывочных жидкостях с содержанием катионного и анионного полимера, основанная на определении эффективной вязкости при скоростях сдвига  $5,11\text{c}^{-1}$ ,  $10,22\text{c}^{-1}$  и  $17,03\text{c}^{-1}$ .

3. Разработаны на уровне изобретения составы и способы приготовления полимеркатионных буровых растворов для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях в глинистых отложениях. Разработаны пресные, ингибирующие и высоковязкие составы полимеркатионных растворов. Показано, что разработанные полимеркатионные буровые растворы превосходят используемые в буровой технологии аналоги по ингибирующим и крепящим свойствам.

4. Разработаны на уровне изобретения составы и способ приготовления полимеркатионных буровых растворов для бурения скважин в сложных горно-геологических условиях в солевых и подсолевых отложениях. Ввод высокомолекулярных катионных полимеров позволяет поддерживать стабильность показателей буровых растворов при увеличении температуры до  $200^{\circ}\text{C}$ . Показано, что разработанные полимеркатионные буровые растворы обладают управляемыми структурно-реологическими, фильтрационными, ингибирующими и крепящими свойствами.

5. Проведены успешные промысловые испытания и широкое внедрение полимеркатионных буровых растворов на основе различных катионных полимеров при строительстве скважин на Астраханском ГКМ и в Республике Беларусь. Разработаны и утверждены Рекомендация и СТО ПАО «Газпром». Разработанная технология используется при составлении проектно-сметной документации на строительство скважин на Астраханском ГКМ и Оренбургском НГКМ. Экономический эффект от применения полимеркатионных буровых растворов составил свыше 450 млн.руб.

**Основные положения диссертации** опубликованы в следующих научных изданиях:

- в ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, выпускаемых в РФ, в соответствии с требованиями ВАК Минобрнауки России и науки РФ:

1. Гайдаров М.М.-Р. Выбор бурового раствора для бурения глинистых пород / Гайдаров М.М.-Р., Норов А.Д., Гайдаров А.М., Хуббатов А.А. // Наука и техника в газовой промышленности. - 2013. - № 3 (55). - С. 12-22.

2. Гайдаров М.М.-Р. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин / Гайдаров М.М.-Р., Норов А.Д., Хуббатов А.А., Иванов А.И., Гайдаров А.М., Богданова Ю.М., Кравцов С.А., Поляков И.Г., Касымов Г.Б. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2013. - № 7. - С. 20-30.

3. Гайдаров М.М.-Р. Катионные буровые растворы для бурения глинистых отложений / Гайдаров М.М.-Р., Киршин В.И., Кулигин А.В., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д. // Газовая промышленность. - 2014. - № 9 (711). - С. 114-119.

4. Гайдаров М.М.-Р. Рекомендации по выбору буровых растворов для стабилизации пластичных и хрупких пород / Гайдаров М.М.-Р., Кулигин А.В., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Хуббатов А.А. // Наука и техника в газовой промышленности. - 2014. - № 2 (58). - С. 60-68.

5. Хуббатов А.А. О применении катионного бурового раствора на скважине № 939 Астраханского ГКМ / Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Илалов Р.С., Волков В.Е., Солнышкин Д.Г., петросян ф.р., коноплева о.в., трухина н.в., гайдаров м.м.р. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 9. С. 31-39.

6. Хуббатов А.А. К вопросу об устойчивости глинистых пород / Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Норов А.Д., Гайдаров М.М.-р. // Территория нефтегаз. - 2014. - № 5. - С. 24-34.

7. Гайдаров А.М. Межчастичные взаимодействия в буровых растворах на водной основе и рекомендации по управлению их свойствами / Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Норов А.Д., Гайдаров М.М.-Р., Храбров Д.В., Курбанов

Х.Н. // Наука и техника в газовой промышленности. - 2015. - № 4 (62). - С. 60-78.

8. Гайдаров А.М. Опыт применения катионного бурового раствора / Гайдаров А.М., Курбанов Х.Н. // Инженер-нефтяник. - 2015. - № 2. - С. 25-28.

9. Гайдаров М.М-Р. Водородные связи и взаимодействия в буровых растворах / Гайдаров М.М-Р., Норов А.Д., Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Потапова И.А. // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2016. - № 4. - С. 23-31.

10. Гайдаров А.М. Опыт применения утяжеленных катионных буровых растворов / Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Норов А.Д., Гайдаров М.М-Р. // Нефтяное хозяйство. - 2016. - № 9. - С. 44-48.

11. Гайдаров А.М. К вопросу наработки бурового раствора / Гайдаров А.М. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2016. - № 5. - С. 36-39.

12. Гайдаров А.М. Поликатионные буровые растворы с ингибирующими и крепящими свойствами / Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Норов А.Д., Храбров Д.В., Сутырин А.В., Гайдаров М.М-Р. // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. - 2016. - № 1. - С. 36-41.

13. Гайдаров А.М. Опыт применения, ингибирующего сополимерного поликатионного бурового раствора / Гайдаров А.М. // Наука и техника в газовой промышленности. - 2017. - № 1 (69). - С. 15-21.

14. Гайдаров А.М. Применение соленасыщенного поликатионного бурового раствора при строительстве скважин на Астраханском ГКМ / Гайдаров А.М. // Инженер-нефтяник. - 2017. - № 2. - С. 31-35.

15. Гайдаров А.М. Выбор структурообразователя для поликатионных систем / Гайдаров А.М. // Нефтяное хозяйство. - 2018. - № 4. - С. 48-51.

16. Гайдаров А.М. Опыт применения модификаций Катбурр на Астраханском газоконденсатном месторождении / Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Гайдаров М.М-Р. // Инженер-нефтяник. - 2018. № 2. - С. 15-21.

17. Гайдаров А.М. Разработка термостойких буровых растворов с водной дисперсионной средой / Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Храбров Д.В., Мельников С.А., Гайдаров М.М-Р., Курбанов Ш.М. // Нефтяное хозяйство. - 2020. - № 5. - С. 56-59.

18. Гайдаров А.М. Исследования ингибирующих и крепящих свойств поликатионных буровых растворов Катбурр / Гайдаров А.М., Соловьев Н.В., Хуббатов А.А., Курбанов Х.Н. // Инженер-нефтяник. - 2020. - № 2. - С. 25-31.

19. Гайдаров А.М. Управление технологическими свойствами поликатионных буровых растворов / Гайдаров А.М., Конесев Г.В. // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2021. №4 (49). – С. 158-167.

20. Гайдаров А.М. Опыт бурения горизонтальных стволов скважин на Астраханском ГКМ / Храбров Д.В., Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Кадыров Н.Т., Мнацаканов В.А., Гайдаров М.М-Р., Конесев Г.В. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. - №5 (353). – С. 5-10.

21. Пат. 2533478 Российская Федерация. Катионноингибирующий буровой раствор / Гайдаров М.М-Р., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Алексеева Н.В., Норов А.Д., Богданова Ю.М.; Заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - № 2013133733; заявл. 19.07.2013; опубл. 20.11.2014.

22. Пат. 2534546 Российская Федерация. Катионноингибирующий буровой раствор / Гайдаров М.М-Р., Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Алексеева Н.В., Норов А.Д., Богданова Ю.М.; Заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - № 2013133733; заявл. 19.07.2013; опубл. 27.11.2014.

23. Пат. 2541664 Российская Федерация. Ингибирующий буровой раствор / Гайдаров М.М-Р., Полищученко В.П., Гайдаров А.М., Хуббатов А.А.; Заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - № 2013146563; заявл. 18.10.2013; опубл. 20.02.2015.

24. Пат. 2567066 Российская Федерация. Катионный буровой раствор / Хуббатов А.А., Гайдаров А.М., Бельский Д.Г., Норов А.Д., Гайдаров М.М-Р., Башмакова А.Н., Поповичев Р.А., Поляков И.Г., Илалов Р.С. Заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - № 2014135262/03; заявл. 29.08.2014; опубл. 27.10.2015.

25. Пат. 2633468 Российская Федерация. Ингибирующий буровой раствор (варианты) / Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Гайдаров М.М-Р., Жирнов Р.А., Сутырин А.В., Муртазин Р.Х., Курбанов Х.Н. Заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - № 2016123664; заявл. 14.06.2016; опубл. 12.10.2017.

26. Пат. 2651657 Российская Федерация. Термостойкий поликатионный буровой раствор / Гайдаров А.М., Хуббатов А.А., Гайдаров М.М-Р., Храбров Д.В.; Заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - № 2017126926; заявл. 26.07.2017; опубл. 23.04.2018.

27. Пат. 2669643 Российская Федерация. Способ определения ингибирующих свойств бурового раствора / Гайдаров А.М., Хуббатов А.А.; Заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - № 2017112191; заявл. 10.04.2017; опубл. 12.10.2018.

28. Пат. 2739270 Российская Федерация. Термосолестойкий буровой раствор / Гайдаров А.М., Гайдаров М.М-Р., Хуббатов А.А., Жирнов Р.А., Сутырин А.В.; Заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - № 2019136146; заявл. 11.11.2019; опубл. 22.12.2020.

29. Пат. 2740459 Российская Федерация. Термосолестойкий буровой раствор / Гайдаров А.М., Гайдаров М.М-Р., Хуббатов А.А., Жирнов Р.А., Сутырин А.В.; Заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ» - № 2019136145; заявл. 11.11.2019; опубл. 14.01.2021.