

На правах рукописи



**ГАЛИЕВ АЛМАЗ ФИЗРАТОВИЧ**

**КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ ВОПРОСА ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА  
КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ**

**Специальность: 25.00.15 – «Технология бурения и освоения скважин»**

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа – 2021

Работа выполнена на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и в ООО «РН-БашНИПИнефть»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор  
**Агзамов Фарит Акрамович**

Официальные оппоненты: **Гайдаров Миталим Магомед-Расулович**  
доктор технических наук  
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»/ лаборатория  
разработки технологических жидкостей для бурения  
и ремонта скважин, начальник лаборатории

**Живаева Вера Викторовна**  
кандидат технических наук, доцент  
ФГБОУ ВО «Самарский государственный  
технический университет» / кафедра «Бурение  
нефтяных и газовых скважин», заведующая  
кафедрой

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный  
технический университет» (г. Ухта)

Защита диссертации состоится «30» июня 2021 года в 14-00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 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 « \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2021 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы исследования**

Накопленный опыт строительства скважин на месторождениях имени Р. Требса и имени А. Титова, а также результаты обработки и интерпретации геолого-геофизических материалов показывают, что осложнения при бурении скважин на этих месторождениях наблюдаются в неустойчивых горных породах и проявляются в виде набухания, осыпей и обвалов терригенных отложений, а также поглощения промывочных жидкостей и неудовлетворительного качества цементирования. Затраты на ликвидацию осложнений для некоторых скважин в общем балансе времени строительства скважин достигают десятки часов на тысячи метров проходки. Причиной является нечеткое понимание процессов, вызывающих потерю стабильности ствола скважины, и, как следствие, отсутствие методик по превентивным мерам с целью предотвращения либо минимизации осложнений в процессе бурения.

Решение указанных проблем необходимо искать в комплексном подходе, совмещая требования к подготовке ствола скважины, тампонажным материалам и буферным жидкостям. Общим в комплексе выделенных задач является их тесная связь с выбором и принятием технологических решений при бурении и креплении, специфические особенности которых требуют всестороннего подхода, включающего углубленное изучение механизма возникновения осложнений и разработку на этой основе методов их прогнозирования, а также предупреждения и ликвидации.

Представленные в диссертационной работе решения по выбору технологий прогнозирования и предупреждения возможных осложнений, а также разработка буферных и тампонажных составов, удовлетворяющих требованиям крепления в условиях месторождений имени Р. Требса и имени А. Титова, являются актуальными.

### **Степень разработанности темы исследования**

Значительный вклад в развитие и совершенствование тампонажных, изоляционных составов и технологий крепления для различных горно-геологических условий внесли: Ф.А. Агзамов, А.И. Булатов, В.С. Данюшевский,

В.С. Екшибаров, И.Н. Каримов, Н.Х. Каримов, Р.И. Катеев, Я.М. Курбанов, Д.Ф. Новохатский, В.П. Овчинников, Д.В. Орешкин, Ш.М. Рахимбаев, М.А. Тихонов, А.А. Фролов и многие другие. Несмотря на большой объем исследований в этой области и успехи, достигнутые в последние годы, проблемы обеспечения качественного крепления скважин в осложненных условиях, тем не менее, остаются актуальными и в настоящее время.

**Цель работы** – повышение качества крепления скважин в неустойчивых терригенных отложениях путем совершенствования методов контроля и согласования технического состояния ствола скважин с разработкой и применением эффективных тампонажных материалов и буферных жидкостей.

### **Основные задачи исследований**

1 Анализ геологических особенностей и проблем, возникающих при бурении и креплении скважин в терригенных отложениях на месторождениях имени Р. Требса и имени А. Титова, а также обоснование требований к применяемым реагентам и материалам в составе технологических жидкостей.

2 Обоснование критериев оценки краткосрочной и долгосрочной стабильности открытого ствола скважины.

3 Выбор показателей для оценки готовности скважин к креплению обсадной колонны и обоснование методов и материалов для укрепления ствола скважины.

4 Разработка буферных жидкостей для повышения качества цементирования скважины.

5 Исследование механизмов формирования композиционной структуры в цементно-полимерных композициях.

6 Аprobация и внедрение разработок.

### **Научная новизна**

1 Установлены качественные и количественные показатели, влияющие на устойчивость ствола скважин, минимизирующие риски осложнения и внеплановые промывки/проработки при бурении и спуске обсадных труб.

2 Установлен механизм взаимодействия комплексной добавки на основе сополимер акриламида и диаллилдиметиламмоний хлорида с гелцементными и цементно-полимерными тампонажными смесями.

3 Установлен «эффект самозалечивания» поврежденного цементного камня, обеспечиваемый комплексной добавкой на основе сополимер акриламида и диаллилдиметиламмоний хлорида при концентрации 0,2 %, приводящий также к снижению фильтратоотдачи раствора до 30 % и повышению предела прочности получаемого камня при изгибе на 25–27 % и при сжатии на 36–42 %.

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

Теоретическая значимость работы заключается в выявлении основных причин потери устойчивости стенок скважины с целью повышения качества крепления скважин и снижения внеплановых промывок/проработок в терригенных отложениях; а также в научном обосновании механизма структурообразования гельцементных и цементно-полимерных тампонажных смесей с комплексной добавкой, полученной на основе сополимер акриламида и диаллилдиметиламмоний хлорида и обеспечивающей связь между продуктами твердения цемента.

Практическая значимость работы заключается в разработке нормативной документации – «Временной инструкции по первичному вскрытию и укреплению глинистых отложений при строительстве скважин на месторождениях имени Р. Требса и имени А. Титова», разработке и внедрении технологических мероприятий, используемых ООО «РН-БашНИПИнефть» при составлении проектно-сметной документации. Результаты проведенных исследований и технологии, разработанные в рамках диссертационного исследования, прошли промысловые испытания на месторождениях ООО «Башнефть-Полюс» ПАО «НК «Роснефть». Разработанная методика, позволяющая прогнозировать осложнения при бурении новых скважин применительно к месторождениям имени Р. Требса и имени А. Титова, используется в учебном процессе ФГБОУ ВО «УГНТУ» при подготовке бакалавров и магистров, обучающихся по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело» по дисциплине «Заканчивание и крепление скважин».

### **Методология и методы исследования**

Экспериментальные исследования физико-механических свойств тампонажных смесей осуществлялись согласно ГОСТ и стандартам ISO

Американского нефтяного института. Взаимодействия между гидратированными минералами цемента, комплексной добавкой и бентонитом, а также установление закономерностей формирования кристаллизационной и поровой структур гельцементных и цементно-полимерных материалов изучены при помощи электронной микроскопии. Экспериментальные исследования проведены в Лаборатории буровых и тампонажных растворов ООО «РН-БашНИПИнефть» (аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.517992) и в инновационном центре ФГБОУ ВО «УГНТУ» «Лаборатория нанотехнологий цементных систем имени профессоров А.Ф. Полака и Н.Х. Каримова». Данные, полученные в ходе лабораторных испытаний, обрабатывались при помощи методов математической статистики с использованием ПО «Statistica W6/0», «Excel 2003» и «Mathcad».

### **Положения, выносимые на защиту**

1 Методика определения интервалов наибольшего риска обвалообразования и возникновения прихватов при бурении, спуске обсадных колонн и их цементировании.

2 Результаты экспериментальных исследований рецептур тампонажного состава, содержащего портландцемент, бентонит и добавку реагента на основе сополимер акриламида и диаллилдиметиламмоний хлорида.

3 Результаты исследований разработанной буферной жидкости.

### **Соответствие паспорту специальности**

Тема работы и содержание исследований соответствуют паспорту специальности 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин», а именно пункту 3 «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».

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

Достоверность результатов работы подтверждена данными экспериментальных исследований, полученными с использованием поверенных средств измерения и на аттестованном оборудовании по общепринятым методикам.

**Основные положения диссертационной работы** докладывались и обсуждались на: научно-технических конференциях молодых ученых-специалистов ООО «БашНИПИнефть» (г. Уфа, 2012–2015); XIII Международной молодежной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2012» (г. Ухта, 2012); III, IV, V Всероссийских и VIII Международной научно-практических конференциях «Практические аспекты нефтепромышленной химии» (г. Уфа, 2013–2015, 2018); II научно-технической конференции «Сервисные услуги в добыче нефти» (г. Уфа, 2015); VII научно-практической конференции «Инжиниринг строительства и реконструкции скважин» (г. Самара, 2017); технической конференции SPE «Новая эра в бурении» (г. Сочи, 2019); Международной научно-практической конференции «Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспективы» (г. Пермь, 2019).

### **Публикации**

По теме диссертации опубликовано 18 научных работ, в том числе 1 в журнале, индексируемом в международной базе данных Scopus, 5 в журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, библиографического списка использованной литературы, включающего 147 наименований, и четырех приложений. Работа изложена на 149 страницах машинописного текста, содержит 41 рисунок, 57 таблиц.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **введении** обоснована актуальность работы, сформулированы ее цель и основные задачи, обозначены основные положения, выносимые на защиту, показаны научная новизна и практическая ценность результатов работы.

**В первой главе** освещена проблематика строительства скважин на месторождениях имени Р. Требса и имени А. Титова и показано, что наиболее проблемными вопросами при бурении терригенных отложений являются

нарушение стабильности ствола скважины, поглощения промывочной жидкости, и низкое качество крепления.

Бурение секции скважины под промежуточную колонну занимает около 5 сут, и при этом дополнительно требуется 15–17 сут для устранения проблем, связанных со стабильностью ствола скважины. Традиционные подходы, заключающиеся в применении ингибирующих и недиспергирующих растворов, повышении плотности буровых растворов, успешно применяемые на других месторождениях в аналогичных условиях, не дают должного эффекта.

Нарушение устойчивости ствола скважины в процессе ее углубления и технологических спуско-подъемных операций (СПО) существенно влияет на последующее качество крепления скважин, которое усугубляется применением неэффективных буферных жидкостей и тампонажных материалов.

Традиционно используемые тампонажные материалы и технологии их применения, как правило, не соответствуют в полной мере требованиям, предъявляемым к креплению скважин в сложных геологических условиях, а применяемые буферные жидкости не позволяют обеспечить качественное удаление фильтрационной пленки и необходимую степень замещения промывочной жидкости из затрубного пространства.

Поскольку качество крепления скважин зависит от многочисленных геолого-технических факторов, то очевидно, что решение проблемы возможно только при реализации комплекса научно-технических решений, обеспечивающих устойчивость стенок скважины при ее углублении, подготовку ствола скважины к цементированию, применение эффективных тампонажных составов и буферных жидкостей.

**Во второй главе** изложены методика прогнозирования времени устойчивого состояния ствола скважины, методики проведения экспериментальных исследований и планирования экспериментов. Обосновано использование полимерных добавок в тампонажных материалах для улучшения их физико-механических свойств.

Проведенный анализ показал, что одним из факторов, осложняющих ствол скважины, является время дополнительной циркуляции, во время которой

ослабляются терригенные отложения, что делает их чувствительными к изменению основных параметров буровых растворов. В буровой практике принято считать, что повышение плотности бурового раствора может снизить риск обвала и предотвратить их осыпание за счет избыточного давления столба жидкости в стволе скважины. Однако при этом часто не принимаются во внимание повышение фильтрации жидкости в пласт и ослабление связей частиц в терригенном коллекторе, уменьшающие прочность породы и вызывающие обрушение породы, требующее дополнительных проработок перед спуском колонны. Кроме того, обсадная колонна спускается в скважину с повышенными давлениями циркуляции, приводящими к росту давлений при цементировании.

Для минимизации рисков при выполнении указанных операций разработана методика, позволяющая еще на этапе бурения секции скважины (интервала) спрогнозировать готовность ствола скважины к спуску обсадной колонны. Она основана на учете операций, проводимых в процессе углубления скважин, и затрат времени на последующее крепление пробуренного интервала. Алгоритм реализации методики, позволяющей определить влияние технологических параметров на устойчивость ствола скважины, приведен в Таблице 1 с получением данных в виде статистического отчета показателей.

Таблица 1 – Алгоритм моделирования

Анализ геолого-технологической информации	Подбор эффективных принимаемых технологических мероприятий	Формирование технологических режимов на единой методической основе	Оценка объектов объемным методом
Анализ разреза промежуточной колонны – разбивка на пакки бурения	Определение внепланового времени на промывки/проработки при СПО и спуске обсадной колонны	Выбор оптимального технологического параметра – наибольшего времени стабильности анализируемого интервала	Минимизация рисков бурения и снижение время строительства скважин

Совместная обработка и интерпретация литологических и технологических данных позволяют обосновать подход к повышению качества бурения и подготовки ствола скважины к спуску обсадной колонны.

На первом этапе работы проводится выявление связи геологических факторов и технологических операций с привязкой к траектории ствола

скважины. На втором этапе выполняется расчет баланса времени: определение времени на промывки/проработки во время бурения, при СПО и спуске обсадной колонны; на третьем – выбор оптимального технологического параметра, обеспечивающего наибольшее время стабильности анализируемого интервала; на четвертом определяется значение комплексного параметра, который характеризует качество бурения и подготовку ствола скважины к спуску обсадной колонны. Для оценки комплексного параметра использована следующая формула:

$$КУЗВ = \frac{(T1 + T2) \cdot 100}{H}, \quad (1)$$

где КУЗВ – коэффициент учета затрат времени, ч/100 м; T1 – время на внеплановые промывки + проработки для ликвидации затяжек и посадок в течение шаблонировки, ч; T2 – время спуска обсадной колонны в интервале исследования, ч; H – интервал исследования, м.

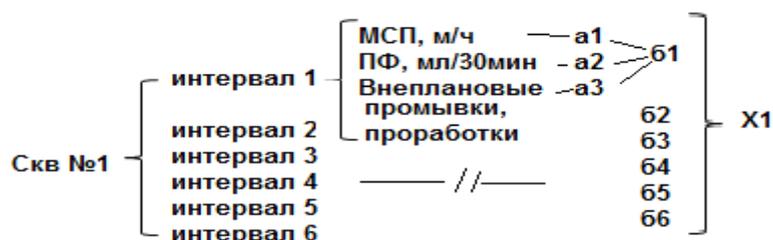
Для визуального изображения технического состояния ствола скважины оценивается распределение факторов и приводится последующий анализ цветового тона с использованием данных, собранных по ранее пробуренным скважинам и отображающих каждый пробуренный интервал, литологию, параметры режима бурения и параметры бурового раствора. Результаты, полученные по данной методике, приводятся к балльной системе, основанной на двух группах обобщенных показателей. Первая группа – технологические критерии: механическая скорость бурения, показатель фильтрации бурового раствора, степень осложненности ствола скважины (затяжки/посадки) для каждой литологической пачки разреза. Вторая группа – временной критерий качества заключительных работ: время спуска обсадной колонны, время восстановления циркуляции перед цементированием (Рисунок 1).

Обобщенный показатель качества бурения и подготовки ствола скважины к креплению промежуточной колонны рассчитывается по следующей формуле:

$$X = (X1 \cdot X2 \cdot X3 \cdot X4)^{1/4}. \quad (2)$$

Наилучшим значением принимается безразмерный показатель 1,0; неудовлетворительными признаются значение 0,37 и менее.

Коэффициент качества подготовки ствола скважины к креплению по шкале желательности варьируется в пределах: хорошо – 0,63–1,00; удовлетворительно – 0,62–0,37; плохо – 0,36–0.



- X1 – сумма показателей по перечисленным критериям для каждого интервала;  
 X2 – время пребывания ствола в открытом состоянии: бурение + шаблонировка;  
 X3 – время спуска обсадной колонны;  
 X4 – время восстановления циркуляции, выхода на режим перед цементированием обсадной колонны

Рисунок 1 – Расчет коэффициента качества подготовки ствола скважины к креплению

Для месторождений имени Р. Требса и имени А. Титова наиболее сильное ухудшение качества цементирования отмечено в интервале применения облегченных тампонажных растворов.

Именно поэтому в качестве основы для совершенствования рецептур тампонажных материалов рассмотрены гельцементные тампонажные композиции, являющиеся в настоящее время наиболее доступным и распространенным видом тампонажного материала. Для совершенствования рецептур облегченных тампонажных композиций предложено использование полимеров в их составе.

При выборе полимерных добавок акцент был сделан на полимеры, имеющие активные в адсорбционном отношении функциональные (гидроксильные, карбоксильные и эфирные) группы, благодаря которым полимерные цепи молекул точно адсорбируются несколькими участками на поверхности частиц бентонита и продуктах гидратации цемента, образуя за счет водородных связей с его силанольными и силоксановыми группами прочные адсорбционные комплексы, в соответствии с приведенными схемами:



Эти активные группы типа (I) и (II) будут служить центрами кристаллизации гидратов в затворенных цементсодержащих системах.

Указанные реакции приведут к образованию композиции, обладающей повышенной водоудерживающей способностью, пониженным водоотделением, повышенной седиментационной устойчивостью и сокращенными сроками загустевания, схватывания тампонажного раствора, а также расширением камня в ранние сроки твердения (до 1 сут).

Указанным требованиям наиболее полно отвечает комплексный реагент – сополимер акриламида и диаллилдиметиламмоний хлорида (далее реагент ССАиДХ), разработанный д.х.н. профессором И.М. Борисовым и применяемый в качестве аккумулятора воды, позволяющий получать на его основе суспензии с большим диапазоном соотношений жидкой и твердой фаз, каждая из которых может участвовать в процессе образования структуры конечного продукта. В зависимости от технологии синтеза реагент может представлять собой либо гранулы, либо тонкозернистый порошок, либо диспергированный в воде или в другой жидкости. При этом линейное строение молекул обуславливает его набухание или растворение в соответствующих растворителях. Варьированием степенью полимеризации, степенью замещения и типом заместителей можно подбирать оптимальный реагент для конкретных условий.

Гидрофобный реагент ССАиДХ представляет собой частично сшитый сополимер, содержащий макромолекулы различных размеров, способные поглощать и удерживать своей структуре объем воды, в 100–1000 раз превышающий его собственную массу. Ранее этот реагент в бурении не применялся.

Гидрофильный реагент ССАиДХ хорошо растворяется в холодной и в пластовой воде, устойчив к солям поливалентных металлов, минерализованным водам и повышенным температурам (до 250 °С).

Для цементных растворов наиболее интересным является комплексная форма реагента ССАиДХ, включающая: гидрофильную (жидкую) + гидрофобную (водонабухающую) модификации в равных соотношениях.

При постоянном В/Ц и концентрации комплексного реагента в цементном растворе до 0,2 % наблюдается рост предела прочности на сжатие получаемого

камня в 3,0–3,5 раза, но по мере увеличения добавки уменьшается количество гидратов и возрастает масса непрогидратированных зерен цемента, при повышении концентрации добавки до 1 % прочность камня становится равной прочности камня из бездобавочного цемента.

Цементные растворы с реагентом ССАиДХ показали нулевое водоотделение при В/Ц, равном 0,44 и 0,50.

В цементноводных суспензиях между гидратированными минералами цемента, глиной и реагентом ССАиДХ образуется спутанно-волокнистая структура, при этом предел прочности камня на сжатие через 2 сут – 18,1 МПа, на изгиб – 7,2 МПа. Показатели прочности камня на изгиб у бездобавочных тампонажных цементов в аналогичных условиях не превышали 4,0 МПа.

**В третьей главе** проанализированы влияние устойчивости стенок в процессе бурения секций скважины на успешность ее крепления и качество контакта цементного камня с колонной и породой.

При этом в интервале осложненного участка литология анализировалась с шагом 10 м, баланс календарного времени оценивался по текущей эффективности технологических показателей. Определялось текущее состояние выбранного показателя, затем выявлялись исключения, имевшие место за длительный период времени. Далее определялся лучший показатель, на основе которого оптимизировались все последующие операции.

Эффективность бурения в интервалах терригенных отложений во многом определяется технологией бурового раствора совместно с режимами бурения и СПО. Процесс выбора плотности бурового раствора для наклонно-направленных и горизонтальных скважин будет зависеть от пластовых условий, горизонтальных и вертикальных напряжений, распределения горизонтальных напряжений (минимального и максимального) и т.д. Рекомендуется проводить тест на водоотдачу на приборах, моделирующих забойную температуру и дифференциальное давление, приближенные к реальным значениям на забое.

Следует учитывать, что использование бурового раствора, снижающего проникновения фильтра и фронта давления в призабойную зону пласта, не

принесет желаемого результата без применения соответствующих технических операций, обеспечивающих минимальное воздействие на породу.

Предложенная методика является практическим подходом к выбору стратегии бурения, обеспечивающим увеличение механической скорости проходки. Для выбора оптимального значения механической скорости проходки был выполнен сравнительный анализ семи скважин, пробуренных на одном месторождении, с наиболее часто используемыми растворами, режимами бурения и другими параметрами.

Процесс выбора оптимальных параметров был начат с создания базы данных законченных скважин, содержащих все основные параметры бурения для данной секции скважины, на основании которой сформированы таблицы, отображающие каждый пробуренный интервал, литологию и эффективность.

Часть результатов, полученных по предложенной методике прогнозирования, представлена в Таблице 2, а для суммирования результатов анализа расчетных значений была предложена таблица рекомендованных параметров, обобщающих эти результаты.

Таблица 2 – Пример распределения цветовых тонов, характеризующих буровые операции при вскрытии интервала промежуточной колонны

Глубина по стволу, м	Содержание породы, %		Технологическая операция							
	глина	алевролит	бурение	подъем	спуск	подъем	ГФР	спуск	подъем	спуск ОК
500	50	50	2,5	2,7	3,1	4,9	5,2	5,9	9,3	10,1
510	50	50	2,5	2,7	3,1	4,9	5,2	5,9	9,3	10,1
520	50	50	2,5	2,7	3,1	4,9	5,2	5,9	9,3	10,1
530	60	40	2,5	2,7	3,1	4,9	5,2	5,9	9,3	10,1

	– бурение
	– свободное хождения инструмента при СПО
	– затяжки/посадки при СПО, пройденные без циркуляции
	– промывки
	– проработки
	– проработки в местах затяжек и посадок
	– прихваты, установка цементных мостов
	– время пребывания участка в необсаженном состоянии, сут

В соответствии с предлагаемой методикой сравниваются идентичные интервалы на соседних скважинах. Зеленым цветом выделены наилучшие показатели по критериям. Желтым цветом выделена накопительная сумма всех

критериев по интервалам, что позволяет классифицировать и разбить пласты на интервалы, относящиеся к тому или иному фактору, ограничивающему свободное хождение инструмента и позволяющему создать «идеальную» скважину.

Рассчитанные критерии изменяются от нуля до единицы, и чем ближе они к единице, тем сильнее показатель, рекомендованный для применения. Анализ суммированных результатов расчетов в обобщающей таблице позволяет оценить готовность скважины к креплению. Пример оценки готовности скважины к креплению в интервале 510–1010 м приведен в Таблице 3.

Таблица 3 – Сравнительная оценка разработанных критериев качества крепления с данными акустической цементометрии для интервала бурения 510–1010 м

№ скв.	Коэффициент							
	механической скорости проходки	показателя фильтрации раствора	осложнений	времени спуска обсадной колонны	промывка перед цементированием	времени пребывания ствола в необсаженном состоянии	качества подготовки ствола скважины к креплению	качества цементирования по АКЦ
104Аг-13	0,86	0,85	0,041	0,916	1	0,875	0,52	0,49
101Аг-18	0,61	0,77	1	0,724	0,818	0,847	0,80	0,72
106Аг-18	0,88	1	0,051	0,801	0,675	0,630	0,53	0,57
102Аг-18	1	0,71	0,016	0,832	0,75	0,518	0,43	0,63

Из Таблицы 3 следует, что максимальный критерий получен для скважины 101Аг-18. При четком соблюдении параметров, описанных в Таблице 3, и своевременной реакции на изменение пород удалось достичь оптимальных параметров бурения. Как следствие, уменьшилось кавернообразование, увеличилась механическая скорость проходки и уменьшилось время взаимодействия бурового раствора с породой, что в конечном итоге положительно сказалось на качестве крепления.

Сравнительные расчеты с использованием методики прогнозирования времени устойчивого состояния ствола скважины, полученные обработкой фактического материала со скважины, ранее пробуренной на данном кусту в одинаковой четверти азимутального направления, показаны в Таблице 4.

Литологические разрезы скважин близки между собой. Пласты содержат глину 80–100 %, алевролит 45–60 %, аргиллит 40–60 %, песчаники 10–20 %. На скважине 107 Аг-18 при бурении интервала 510–1010 м проектом был предусмотрен набор зенитного угла до 19°, а перед наращиванием инструмента скважина была 2 раза проработана на длину пробуренной свечи, а через 2,3 сут непрерывного бурения скважина была шаблонирована до башмака кондуктора, при этом было проведено 9 технических СПО.

Таблица 4 – Влияние технологии проводки на устойчивость открытого ствола скважины в интервале 510–1010 м по данным 2017–2019 гг.

№ скв.	Зенитный угол, град		Механическая скорость проходки, м/ч	Проходка, м	Количество проработок	Время бурения, сут	Тех. СПО за интервал (секцию)					Спуск ОК, ч	КУЗВ, ч/100 м	
	от	до					1	2	3	4	5			6
	Время пребывания ствола в необсаженном состоянии, сут													
107Аг-18	0	19	25	300	2	2,3	2,9	3,1	8,1	9,1	9,5	10,1	9,3	
110Аг-23	0	20	25	998	1	2,3	2,8	3,1	10,7	12,3	12,8	14,8	5,1	
109Аг-23	0	21	26	645	2	1,7	2,3	2,6	11,4	12,9	13,4	15,5	8,5	

Из Таблицы 4 видно, что в интервале бурения 510–1010 м наименьший коэффициент учета затрат времени (КУЗВ) наблюдается на скважине 110Аг-23. Полученные значения технологических параметров (данные режима бурения, параметры бурового раствора) были использованы при выдаче рекомендаций для данного интервала бурения.

Предложенная методика, при ее простоте исполнения и отсутствии дополнительных затрат на реализацию, позволяет выявить влияние технологии проводки скважины в зависимости от свойств вскрываемых горных пород.

На основе комплексного реагента ССАиДХ была разработана вязкоупругая буферная жидкость (БЖ), и проведен комплекс экспериментальных исследований.

Необходима минимизация фильтрационных показателей буферной жидкости либо повышение ее закупоривающей способности. Оценка закупоривающей способности вязкоупругой буферной жидкости (далее ВУБЖ), минимизирующей отрицательное воздействие на коллекторские свойства

продуктивных горизонтов, проводилась на моделях, имитирующих реальные трещины, а результаты тестирования ВУБЖ приведены на Рисунке 2.

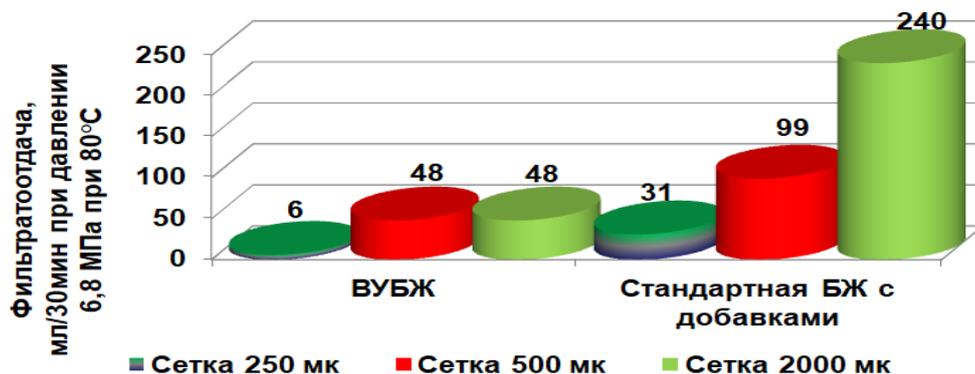


Рисунок 2 – Фильtratoотдача буферных жидкостей  $T = 80 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $P = 6,8 \text{ МПа}$  (сетки 250 мк, 500 мк, 2000 мк)

Из Рисунка 2 видно, что наименьший показатель фильтрации был у ВУБЖ, полученный за счет образования плотной непроницаемой корки на стенках фильтра, позволяющей предотвратить отфильтровывание жидкости из цементного раствора.

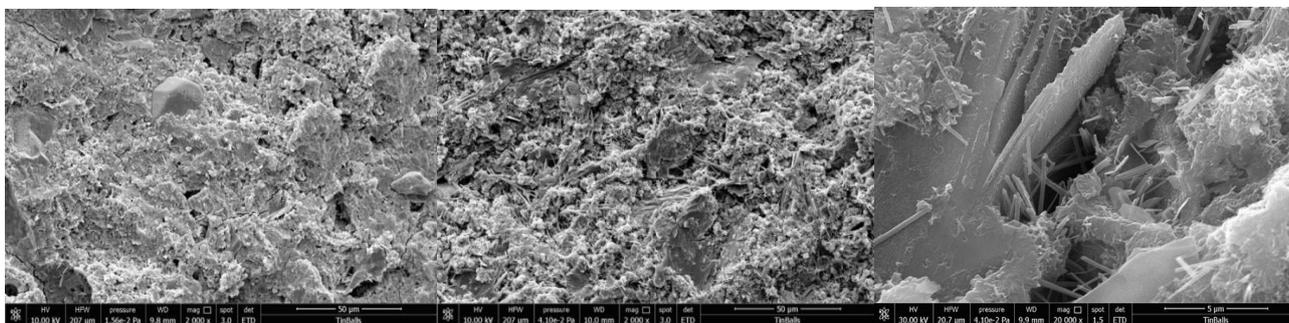
Благодаря высоким значениям реологических характеристик разработанные буферные жидкости предотвращают смешение бурового и тампонажного растворов в процессе цементирования скважины.

**В четвертой главе** представлены результаты экспериментальных исследований по разработке гелцементных и цементно-полимерных составов.

Исследования показали, что реагент ССАиДХ в виде гранул различных размеров начинает набухать через 60 мин после взаимодействия с дисперсионной средой, а увеличение объема полностью прекращается через 150 мин. Частицы диаметром 0,5 мм увеличивают объем в 6,0–7,0 раза, диаметром 1 мм – в 4,0–5,0 раза, диаметром 1,5 мм – в 3,5–4,0 раза. Сравнение роста частиц с одинаковыми начальными размерами показало, что в кислой среде степень набухания реагента ССАиДХ в 2,0–2,5 раза меньше, чем нейтральной среде. В щелочной среде набухание меньше в 1,5 раза.

При концентрации реагента ССАиДХ 0,1–0,3 % от массы вяжущего можно наблюдать сокращение размеров сечения кристаллов и первичной, и вторичной генераций. В основном объеме образца возрастает доля игольчатых индивидов, а

структура тампонажного камня приобретает спутанно-волокнистый вид, которая без данного реагента в цементном камне встречается крайне редко. На гранях призм кристаллов наблюдаются бугорки, которые испытывают расщепление в направлении роста (Рисунок 3).



а)

б)

в)

Рисунок 3 – Электронно-микроскопические снимки цементнополимерного тампонажного камня с 0,2 % реагента ССАиДХ при увеличении 2000 раз (а, б) и в 20000 раз (в)

Увеличение размера частиц реагента ССАиДХ при его концентрации до 0,5–1,0 % снижает прочность цементного камня (Рисунок 4), поэтому для дальнейшего использования рекомендована добавка с размерами частиц до 0,5 мм.

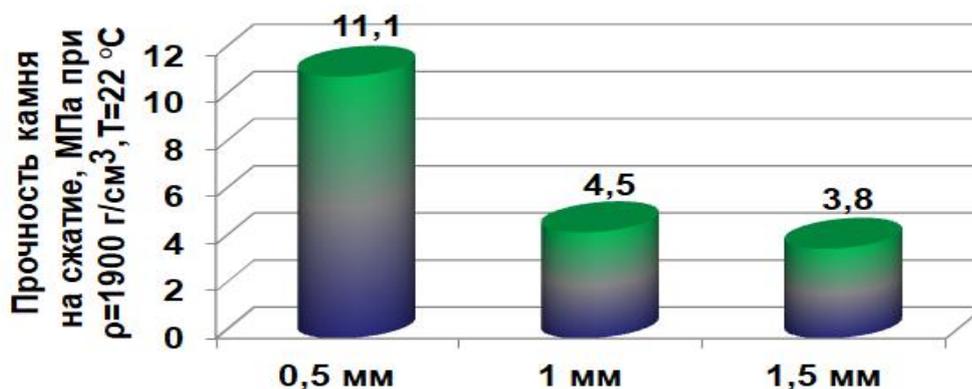


Рисунок 4 – Влияние размера частиц реагента ССАиДХ на прочность цементно-полимерного камня

Сравнительный анализ свойств гелцементного раствора (камня), применяемого на месторождениях имени Р.Требса и имени А.Титова, и разработанного гелцементного тампонажного раствора с добавкой реагента ССАиДХ, приведенный в Таблице 5, показал, что цементный камень из

предлагаемого облегченного тампонажного материала имеет предел прочности на сжатие в 2,5 раза выше, чем у применяемого в настоящее время гелцементного раствора.

Таблица 5 – Свойства облегченных тампонажных растворов и камня на основе ПЦТ 1-50

№	Бентонит, %	Добавка, %	В/С	Растекаемость, мм	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Водоотделение мл	Фильтрагодича, мл/30 мин	Загустевание, мин до 30 е.к. при 22 °С	Прочность, МПа, через 2 сут при Т = 22°С, после консистометра		Сцепление цементного кольца, МПа, через сут твердения при 22°С,	
									при изгибе	при сжатии	с внутренней поверхностью	с внешней поверхностью
1	–	–	0,5	250	1850	20	240	450	3,5	23	0,46	0,42
2	8	–	0,8	> 250	1600	8,5	130	300	1,4	8,4	0,33	0,33
3	8	0,4 – Гидроцем СВ, 0,2 – ФХЛС	0,77	200	1600	0	105	300	1,7	6,2	0,33	0,33
4	8	0,2 – ССАиДХ	0,77	200	1500	0	50	300	3,6	11,2	1,4	1,5

Примечания: 1–3 – применяемые составы; 4 – разработанный состав.

Наличие эффекта набухания добавки положительно сказывается на эффекте самозалечивания цементного камня, оценка которого проводилась на специально разработанной экспериментальной установке. Показатель перколяции определяется по количеству жидкости, прошедшей через образцы камня с искусственными каналами одинакового диаметра.

Исследования показали, что через образец с комплексной добавкой реагента ССАиДХ (0,2 %) профильтровалось наименьшее количество жидкости как за 1-ый ч, так и за последующие через 24 ч. При этом объем прошедшей жидкости был на 55 % меньше, чем через образцы из бездобавочного цемента, что объясняется способностью данной модификации реагента ССАиДХ удерживать

жидкость в поврежденном цементном камне и обеспечивать «эффект самозалечивания».

Рекомендуемые области применения буферных жидкостей, гельцементных и цементно-полимерных материалов приведены в Таблице 6.

Таблица 6 – Рекомендуемая область применения технологических жидкостей

Жидкость	Добавка ССАиДХ, %	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	T, °C	Область применения
ВУБЖ	0,2	1350	80	ЭК
Гельцемент	0,2	1500	20–80	ПК, ЭК, ЦМ
ЦГС	0,1–0,3	1850	5–11	Кондуктор
ЦГЖ	0,1–0,3	1850–1900	11–46	ПК
ЦМГ	0,1–0,3	1850–1900	22–80	ПК и ЭК

Примечания: ЦГС – портландцемент (ПЦ) с добавкой реагента ССАиДХ в гидрофобном состоянии (водонабухающий);  
 ЦГЖ – ПЦ с добавкой реагента ССАиДХ в гидрофильном (жидком) состоянии;  
 ЦМГ – ПЦ с добавкой реагента ССАиДХ в комплексном виде (водонабухающем и жидком состоянии);  
 ЭК – эксплуатационная колонна; ПК – промежуточная колонна;  
 ЦМ – цементный мост.

В пятой главе приведены результаты внедрения материалов диссертационной работы. Разработана нормативная документация по первичному вскрытию и укреплению глинистых отложений при строительстве скважин на месторождениях имени Р. Требса и имени А. Титова, утвержденная в ООО «РН-БашНИПИнефть».

Промысловые испытания разработанной технологии были проведены при бурении под промежуточную колонну на скважине 2128 г куст 24 месторождения имени Р. Требса. Геологический разрез имеет сложное строение и высокую литологическую изменчивость, представленную слабоцементированными песками, глинами и алевролитами. Начало бурения – 13.03.2020, окончание бурения – 02.04.2020. Общий интервал бурения составил 1895 м. Время цикла бурения составило 20,24 сут, из них 2,49 сут составил спуск обсадной колонны.

Группирование интервалов по схожим литологическим разрезам позволило учесть риски при дальнейшем бурении и прогнозировании геологических осложнений, повысить время устойчивого состояния стенок скважины в интервале терригенных отложений, положительно сказавшееся на последующем

качестве крепления обсадной колонны, что было реализовано на примере скважины 2128г куст 24 (Таблица 7).

Таблица 7 – Сравнительная оценка результатов бурения и крепления опытной и базовой скважин

Интервал бурения	Коэффициент							
	механической скорости проходки	показателя фильтрации раствора	осложнений	времени спуска обсадной колонны	промывка перед цементированием	пребывания ствола в необсаженном состоянии	качества цементирования по АКЦ	качества подготовки ствола скважины
<b>Базовая</b>								
510–1010 м	0,92	0,84	0,91	1	1	0,93	0,60	0,51
1010–1300 м	0,92	0,92	0,89					
1300–1815 м	0,94	0,94	1					
1815–2200 м	0,54	0,92	1					
2200–2284 м	1	0,94	0,21					
до забоя	0,91	1	0,67					
<b>2128г-24 Опытная</b>								
510–1010 м	1	1	1	0,81	0,82	1	0,71	0,76
1010–1300 м	1	1	1					
1300–1815 м	1	1	0,65					
1815–2200 м	1	1	0,74					
2200–2284 м	0,92	1	1					
до забоя	1	0,91	1					

Экономический эффект от внедрения мероприятий составил 4 378 464 руб./скв. за счет снижения количества осложнений и сокращения сроков строительства скважин в цикле бурения под промежуточную колонну с более высоким качеством крепления скважин по сравнению с соседними скважинами на 10 %.

Для крепления обсадных колонн с применением гельцементного и цементно-полимерного тампонажного раствора, а также для установки цементных мостов с применением разработанного облегченного материала подготовлена программа, находящаяся на стадии утверждения для тестирования в промышленных масштабах, и которая будет применена при возникновении типовых осложнений.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Установлено, что для условий месторождений имени Р. Требса и имени А. Титова в интервалах терригенных отложений повышение качества крепления скважин можно обеспечить путем применения комплексной технологии проводки ствола, позволяющей максимально снизить риски, связанные со стабильностью ствола скважины при бурении и спуске обсадных труб с последующим применением эффективных технологических жидкостей.

2 Разработана методика определения интервалов наибольшего риска обвалообразования и возникновения прихватов при бурении, спуске обсадных колонн и их цементировании, учитывающая особенности состояния ствола скважины и позволяющая дифференцированно определять мероприятия по повышению качества крепления скважин, приводящая к снижению на 10 % затрат на ликвидацию осложнений, связанных с потерей устойчивости стенок ствола скважины.

3 Установлено, что условием повышения устойчивости стенок скважины, снижения внеплановых промывок/проработок в терригенных отложениях является корректный подбор параметров, включающий совместное рассмотрение профильных, геологических и технологических данных, позволяющих по результатам анализа прогнозировать и, при необходимости, корректировать проектные (программные) требования.

4 Разработаны гелцементные и цементно-полимерные составы, а также вязкоупругая буферная жидкость, включающая комплексную добавку на основе сополимера акриламида и диаллилдиметиламмоний хлорида (ССАиДХ). Установлено, что добавка 0,2 % комплексной добавки в гелцементном и цементно-полимерном тампонажном камне повышает предел прочности при сжатии на 36–42 %, предел прочности на изгиб – на 25–27 %.

5 Установлено, что в зависимости от концентрации и вида вводимых модификаций реагента ССАиДХ в цементно-полимерном тампонажном камне между гидратированными минералами цемента, глины и реагента ССАиДХ образуется спутанно-волокнистая структура.

6 Разработанная на основе материалов диссертации нормативная документация апробирована при бурении под промежуточную колонну и ее креплении и используется при составлении проектов для месторождений имени Р. Требса и имени А. Титова. Экономический эффект от внедрения разработанных рекомендаций составляет 4 378 464 руб./скв.

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

**- в рецензируемом научном издании, включенном в международную базу данных SCOPUS:**

1. Галиев, А. Ф. Интегрированное решение по повышению качества крепления скважин в интервалах терригенных отложений / А. Ф. Галиев, И. Р. Рафиков, А. В. Самсыкин, Т. Р. Мардаганиев, Ф. А. Агзамов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 29–33.

**- в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ:**

2. Самсыкин, А. В. Оценка влияния динамических нагрузок на формирование требований к свойствам цементного камня / А. В. Самсыкин, А. Ф. Галиев, Ф. А. Агзамов, М. А. Тихонов, Ф. У. Еникеев, А. В. Самсыкина // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 1. – С. 8–12.

3. Шарова, О. Ю. Методики подбора комплексных сухих смесей кольматантов для предупреждения и ликвидации зон осложнений / О. Ю. Шарова, А. Ф. Галиев, А. В. Самсыкин, Р. А. Мулюков, Ф. А. Агзамов, А. В. Самсыкина // Территория Нефтегаз. – 2012. – № 5. – С. 34–37.

4. Ярмухаметов, И. И. Модифицирование изоляционных тампонажных материалов под современные условия бурения на месторождениях Урало-Поволжья / И. И. Ярмухаметов, Ф. А. Агзамов, А. В. Самсыкин, А. Ф. Галиев // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 5. – С. 26–31.

5. Галиев, А. Ф. Анализ строительства интервала технической колонны на месторождениях им. Р. Требса и А. Титова / А. Ф. Галиев, Ф. А. Агзамов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Вып. 4 (110). – С. 52–62.

6. Галиев, А. Ф. Анализ процесса бурения скважины под техническую колонну на месторождениях им. Р. Требса и А. Титова / А. Ф. Галиев, Ф. А. Агзамов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 9. – С. 9–14.

**- в прочих изданиях:**

7. Галиев, А. Ф. Повышение эффективности ликвидационных мероприятий при борьбе с поглощениями в процессе бурения посредством применения современных изоляционных составов / А. Ф. Галиев, А. В. Самсыкин // Актуальные научно-технические решения для развития нефтедобывающего потенциала ОАО АНК «Башнефть»: сб. докл. науч.-техн. конф. молодых ученых-специалистов ООО «БашНИПИнефть». – Уфа : Изд-во БашНИПИнефть, 2012. – С. 134–139.

8. Галиев, А. Ф. Разработка изоляционных составов на основе цементно-полимерных композиций / А. Ф. Галиев, Г. Х. Музафарова, А. В. Самсыкин // Сб. тез. докл. науч.-техн. конф. молодых ученых-специалистов ООО «БашНИПИнефть». – Уфа : Изд-во БашНИПИнефть, 2013. – С. 36–38.

9. Галиев, А. Ф. Сравнительный анализ изоляционных составов для ликвидации зон поглощения при строительстве скважин / А. Ф. Галиев // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2012 : матер. XIII Междунар. молодеж. науч. конф. : в 6 ч. – Ухта : Изд-во УГТУ, 2013. – Ч. 5: С. 11–14.
10. Галиев, А. Ф. Разработка полимерцементных составов для изоляции зон поглощений / А. Ф. Галиев, А. В. Самсыкин, Г. Х. Музафарова, Р. А. Мулюков, И. М. Борисов // Практические аспекты нефтепромысловой химии : сб. тез. докл. III Всеросс. науч.-практ. конф. – Уфа : Изд-во БашНИПИнефть, 2013. – С. 17–19.
11. Галиев, А. Ф. Теоретические аспекты разработки цементно-полимерных составов для борьбы с высокоинтенсивными поглощениями / А. Ф. Галиев, А. В. Самсыкин, Г. Х. Музафарова // Практические аспекты нефтепромысловой химии : сб. тез. докл. IV Всеросс. науч.-практ. конф. – Уфа : Изд-во БашНИПИнефть, 2014. – С. 50–53.
12. Галиев, А. Ф. Полимер-цементные тампонажные составы для ликвидации поглощений повышенной интенсивности / А. Ф. Галиев, А. В. Самсыкин // Исследования по актуальным проблемам добычи нефти и газа, промышленного обустройства и экологии : сб. докл. IV науч.-техн. конф. молодых ученых и специалистов ООО «БашНИПИнефть». – Уфа : Изд-во БашНИПИнефть, 2014. – С. 72–76.
13. Галиев, А. Ф. Совершенствование тампонажных составов для борьбы с поглощениями повышенной интенсивности / А. В. Самсыкин, А. Ф. Галиев // Сб. тез. докл. науч.-техн. конф. молодых ученых-специалистов ООО «БашНИПИнефть». – Уфа : Изд-во БашНИПИнефть, 2014. – С. 60–61.
14. Галиев, А. Ф. Анализ осложнений при бурении на месторождениях им. Р. Требса и А. Титова и поиск решений для их устранения / А. Ф. Галиев // Сб. тез. докл. науч.-техн. конф. молодых ученых-специалистов ООО «БашНИПИнефть». – Уфа : Изд-во БашНИПИнефть, 2015. – С. 56–58.
15. Самсыкин, А. В. Анализ осложнений при бурении на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и подбор решений для их ликвидации / А. В. Самсыкин, А. Ф. Галиев, Р. А. Мулюков // Практические аспекты нефтепромысловой химии : тез. докл. V Всеросс. науч.-практ. конф. – Уфа : Изд-во БашНИПИнефть, 2015. – С. 67–70.
16. Галиев, А. Ф. Анализ осложнений при бурении на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / А. Ф. Галиев, А. В. Самсыкин, И. И. Ярмухаметов // Сервисные услуги в добыче нефти : матер. II научн.-техн. конф. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2015. – С. 90–93.
17. Спиринов, В. И. Анализ причин поглощений и успешности технологий их устранения (на примере месторождений Башкортостана) / В. И. Спиринов, А. В. Самсыкин, А. Ф. Галиев // Практические аспекты нефтепромысловой химии : тез. докл. VIII Междунар. науч.-практ. конф. – Уфа : Изд-во БашНИПИнефть, 2018. – С. 148–149.
18. Галиев, А. Ф. Комплексное решение вопроса повышения качества крепления скважин в терригенных отложениях / А. Ф. Галиев, И. Р. Рафиков, Т. Р. Мардаганиев, Ф. А. Агзамов // Интегрированное научное сопровождение нефтегазовых активов: опыт, инновации, перспективы : сб. науч. тр. (по матер. Междунар. науч.-практ. конф.). – Пермь : Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», 2019. – С. 236–242.