

На правах рукописи

ХУББАТОВ Андрей Атласович

**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА БУРОВЫХ
РАСТВОРОВ НА СПИРТОВОЙ И УГЛЕВОДОРОДНОЙ
ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ
ПОВЫШЕННЫХ ТЕМПЕРАТУР И В НЕУСТОЙЧИВЫХ
ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ**

*Специальность 25.00.15 - Технология бурения и освоения
скважин*

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ – 2013

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный» и в Обществе с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Николаев Николай Иванович

Официальные оппоненты:

Яковлев Андрей Арианович – доктор технических наук, доцент, ФГБОУВПО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», кафедра механики, профессор

Шуть Константин Федорович – кандидат технических наук, ФГБОУВПО «Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина», кафедра бурения нефтяных и газовых скважин, доцент

Ведущая организация: ОАО «СевКавНИПИгаз»

Защита диссертации состоится 29 мая 2013 г. в 16 ч 30 мин на заседании диссертационного совета Д 212.224.02 при Национальном минерально-сырьевом университете «Горный» по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, дом 2, ауд. № 2123.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Национального минерально-сырьевого университета «Горный».

Автореферат разослан 26 апреля 2013 г.

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета

ОНИЩИН
Владислав Петрович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы: Развитие нефтегазовой промышленности, наращивание и стабилизация добычи углеводородного сырья на уровне, обеспечивающем энергетическую безопасность России и необходимые поступления в бюджет, должны сопровождаться ростом объемов буровых работ.

Одним из важных направлений повышения качества строительства скважин является использование эффективных составов буровых растворов с целью предотвращения технологических осложнений и снижения затрат в процессе бурения скважин.

Строительство глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях, обусловленных чередованием неустойчивых глинистых и солевых отложений, наличием зон аномальных пластовых давлений, повышенных температур, большими глубинами залегания углеводородного сырья, сопряжено с возникновением осложнений, связанных с проблемами управления свойствами буровых растворов. Большинство осложнений и аварий связано с нестабильностью буровых растворов на водной основе при бурении в условиях повышенных температур, которые увеличивают затраты на строительство скважин.

Строительство скважин в Прикаспийской впадине, в частности, на Астраханском ГКМ, осуществляется в сложных горно-геологических условиях, характеризующихся наличием в разрезе надсолевого, солевого и подсолевого комплексов, неустойчивых глинистых пород, пластов с аномально высокими давлениями, повышенных температур и агрессивных флюидов (сероводород, двуокись углерода, рапа).

Осложнения в виде вывалов, осыпей и обвалов стенок скважин в глинистых отложениях надсолевого комплекса Астраханского ГКМ наблюдаются практически повсеместно при бурении скважин в «мульдовой» зоне. Эффективность используемых растворов невысока, и они не решают существующих проблем.

Повышение качества строительства скважин, предотвращение технологических осложнений в процессе бурения в условиях

повышенных температур (до 150⁰С) и в неустойчивых глинистых отложениях возможно за счет использования новых составов буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе, и способов управления их свойствами. Поэтому разработка новых составов буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе, которые обеспечат качественное строительство скважин в этих условиях, представляется весьма актуальной задачей.

Актуальность темы подтверждается выполнением НИР по договорам с ОАО «Газпром» № 1117-08-1 от 17.07.2008 г. и № 2652-0750-11-1 от 30.08.2012 г.

Целью работы является повышение эффективности бурения скважин в условиях повышенных температур, а также в неустойчивых глинистых отложениях.

Идея работы заключается в создании новых составов буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе для бурения скважин в осложненных условиях.

Задачи исследований:

1. Анализ существующих буровых растворов на водной и углеводородной основе для бурения скважин в условиях повышенных температур.

2. Исследование влияния повышенных температур и различных солей на технологические показатели буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе.

3. Оценка влияния компонентов буровых растворов на процессы взаимодействия с образцами неустойчивых глинистых пород.

4. Разработка составов буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе, методов управления их свойствами и технологию приготовления.

5. Внедрение разработанных буровых растворов и технологий управления их свойствами при проводке глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях.

Методика исследований включает в себя комплекс аналитических и экспериментальных исследований по изучению физико-химических процессов, происходящих в буровых растворах

на синтетической основе, а также при их взаимодействии с неустойчивыми глинистыми породами.

Научная новизна работы заключается в установлении зависимости технологических показателей буровых растворов от концентрации многоатомных спиртов, влиянии полярных соединений на технологические показатели буровых растворов на углеводородной основе и обосновании технологии управления свойствами буровых растворов в условиях повышенных температур и в неустойчивых глинистых отложениях.

Защищаемые научные положения:

1. Разработанные составы буровых растворов с использованием многоатомных спиртов и на углеводородной основе позволяют осуществлять бурение скважин при повышенных температурах (до 150⁰С) и в неустойчивых глинистых отложениях.

2. Управление технологическими показателями бурового раствора на углеводородной основе обеспечивается путем ввода полярных соединений – воды (5-7%), электролитов (2-40%), многоатомных спиртов (1-3%) и поверхностно-активных веществ (5-10%).

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций определяется современным уровнем аналитических и достаточным объемом экспериментальных исследований, выполненных на современном сертифицированном оборудовании, высокой степенью сходимости их результатов и воспроизводимостью полученных данных.

Практическая значимость:

– разработаны составы буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе для бурения скважин в условиях повышенных температур;

– разработаны способы управления технологическими показателями буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе;

– разработаны составы буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе для бурения скважин в неустойчивых глинистых отложениях;

– разработан ведомственный документ ОАО «Газпром» Р Газпром 2-3.2-388-2009 «Управление свойствами дисперсионной среды буровых растворов при строительстве скважин в солевых отложениях, присутствии сероводорода и повышенных температур»;

– по результатам промысловых испытаний бурового раствора на скв. №2062 Астраханского ГКМ обеспечено сохранение устойчивости ствола скважины в интервале неустойчивых глинисто-аргиллитовых отложений. Экономический эффект от использования бурового раствора составил 27 миллионов рублей.

Апробация работы. Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались на научно-технической конференции молодых специалистов и ученых ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (Москва, 2008г.); на техническом совещании в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (Ноябрьск, 2009г.); на XV Международной научно-практической конференции (Суздаль, 2011г.); на XVI Международной научно-практической конференции (Суздаль, 2012 г.); на Международной конференции «Буровая Химия 2012» (Москва, 2012 г.).

Публикации. По теме диссертации опубликована 21 печатная работа, из них 9 в журналах, рекомендуемых ВАК Минобрнауки России, получено 8 патентов.

Объем и структура диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных выводов и рекомендаций, библиографического списка, включающего 112 наименований. Материал диссертации изложен на 154 страницах, включает 26 таблиц, 23 рисунка и 1 приложение.

Содержание работы

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

В первой главе проанализированы буровые растворы на водной и углеводородной основе и методы повышения их

термостойкости для бурения скважин в условиях повышенных температур, а также в неустойчивых глинистых отложениях.

Разработкой и исследованием термостойких буровых растворов занимались: Ангелопуло О.К., Баранов В.С., Булатов А.И., Воткинс Т.И., Гайдаров М.М.-Р., Городнов В.Д., Грей Д.Р., Григорьев Б.С., Дарли Г., Дистлер Г.И., Злотник Д.Е., Кистер Э.Г., Крылов В.И., Липкес М.И., Мамаджанов У.Д., Маслов В.В., Мухин Л.К., Никитина З.В., Николаев Н.И., Резниченко И.Н., Рябоконт С.А., Рябченко В.И., Рояк С.М., Саушин А.З., Токунов В.И., Шарафутдинов З.З., Яишникова Е.А. и многие другие.

В результате этих работ было установлено, что влияние повышенных температур на буровые растворы проявляется в виде общего ухудшения технологических показателей. В основном это приводит к росту показателя фильтрации и, в зависимости от состава, к росту или снижению структурно-реологических показателей раствора.

Анализ существующих термостойких буровых растворов показывает, что при проводке скважин в условиях сочетания повышенных температур и сохранения устойчивости глинисто-аргиллитовых отложений (термостойкие ингибированные растворы), или при проходке солевых отложений (термостойкие минерализованные и высокоминерализованные растворы), или при проходке интервалов с аномально высоким пластовым давлением, как в глинисто-аргиллитовых, так и в солевых отложениях (термостойкие утяжеленные растворы), обладают рядом недостатков, что ограничивает их широкое применение.

Основными недостатками указанных растворов являются: у термостойких ингибированных растворов - низкая эффективность стабилизации набухающих глин и сохранения устойчивости аргиллитов, а также неприемлемо высокое значение показателя фильтрации в забойных условиях; у термостойких минерализованных и высокоминерализованных растворов – низкая устойчивость к полиминеральной агрессии в условиях повышенных температур, которая выражается в увеличении показателя фильтрации в забойных условиях и ухудшении структурно-реологических показателей; у термостойких утяжеленных растворов

— сложность в управлении технологическими показателями и в сохранении седиментационной устойчивости в условиях повышенных температур.

Основной причиной отсутствия широкого выбора термостойких буровых растворов является недостаточная изученность механизма стабилизации этих систем при воздействии температуры. Большие осложнения вызывают растворы на водной основе при проходке неустойчивых глинистых отложений, которые разупрочняются при взаимодействии с раствором, особенно при повышенных забойных температурах. Лучшим способом решения проблем, связанных с неустойчивостью буровых растворов в условиях повышенных температур, явилось бы создание эмульсий или полная замена водного раствора на углеводородный буровой раствор, так как они значительно превосходят по термостойкости буровые растворы на водной основе.

Большой расход материалов и времени на приготовление, многокомпонентность присуща известным составам углеводородных растворов. По углеводородным растворам вообще отсутствуют сведения о механизме влияния компонентов на их свойства, о роли компонентов, о межчастичных силах взаимодействия в жидкости и т.д. и, как следствие, отсутствует научно обоснованный метод управления технологическими показателями системы.

Кроме того, при использовании растворов на углеводородной основе существуют ограничения при проведении стандартных геофизических исследований в скважине. Многие углеводородные растворы имеют ограничения по экологической безопасности, например такие, как пожароопасность и огромное загрязняющее воздействие на окружающую среду.

Проанализированы различные жидкости в качестве дисперсионной среды для разработки буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе. Поставлены цели и задачи исследований.

Во второй главе рассмотрены вопросы формирования и управления свойствами буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе.

Анализ и исследование спиртов показывают, что для применения в буровом растворе на спиртовой основе лучше использовать многоатомный спирт - глицерин, т.к. он экологически безопасен. При растворении спиртов в воде возникают новые водородные связи между молекулами спиртов и воды. Молекулы спиртов, также как и молекулы воды ассоциированы за счет водородных связей. Водородная связь в спиртах происходит благодаря электростатическим взаимодействиям частично положительно заряженного водорода и частично отрицательно заряженного кислорода функциональной группы спирта. С целью формирования и управления свойствами буровых растворов на спиртовой основе необходимо вводить соединения с различной степенью полярности.

Для получения бурового раствора на углеводородной основе и управления его свойствами, прежде всего необходимо определить каким образом осуществляется влияние межмолекулярных и межчастичных сил на изменение структурно-реологических и фильтрационных показателей раствора.

Из анализа известных межмолекулярных и межчастичных взаимодействий вытекает, что для придания углеводородной жидкости тиксотропных свойств необходимо участие в межчастичных взаимодействиях электростатических сил и сил ковалентной связи за счет внесения в углеводородную жидкость полярных соединений.

Выявлено, что для формирования и управления свойствами растворов на углеводородной основе необходимо исследовать поведение углеводородных растворов при наличии в их составе соединений с различной степенью полярности, донорно-акцепторной способностью и определить, какое состояние связей в объеме раствора наиболее благоприятно для этого процесса.

Управление свойствами бурового раствора на углеводородной основе определяется его составом. Проще управлять его свойствами при содержании следующих компонентов:

– дисперсионная среда (с неразветвленной цепью от C_{10} до C_{15} и разветвленной цепью от C_{11} до C_{16});

– структурообразователь (органогфильный бентонит, известь, асбест и т.д.);

– регулятор структурообразующих, реологических и фильтрационных показателей раствора: вода, водные растворы полимеров, электролитов, битум (окисленный битум, битумная мастика), госсиполовая смола, сульфол и другие полярные вещества, например, из класса высокомолекулярных карбоновых кислот и их сочетания;

– утяжелитель (карбонатный или баритовый);

– в качестве температурного стабилизатора синтетического бурового раствора следует применять такие соли, как ацетат натрия, кальций хлористый и формиат натрия.

Обоснован выбор дисперсионной среды буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе с учетом безопасности для обслуживающего персонала и окружающей среды, доступности сырья и его стоимости.

Изложена методика проведения экспериментальных исследований, а также приводится методика планирования экспериментов и статической обработки результатов.

В третьей главе изложены результаты экспериментальных исследований по разработке составов буровых растворов на спиртовой основе, с применением многоатомных спиртов различной концентрации для бурения скважин в условиях повышенных температур, в неустойчивых глинистых отложениях, а также для первичного вскрытия продуктивного пласта.

Оптимальное содержание многоатомных спиртов составляет от 10 до 60% в растворе. Безглинистый синтетический буровой раствор на спиртовой основе включает воду, многоатомный спирт и биополимер «Биоксан» (0,2-0,4%). Снижение показателя фильтрации достигается вводом твердой фазы (1-10%) и/или электролитов (5-30%), и акриловым реагентом Росфлок ПВ в количестве до 3%. Электролит, растворяясь в воде, диссоциирует на катион и анион, которые связывают определенное количество воды за счет гидратации.

Известно, что большое влияние на реологические свойства оказывает температура. Поэтому проводились исследования влияния

температуры на структурно-реологические показатели и фильтрацию бурового раствора на спиртовой основе до и после термостатирования в течение 40 часов при 150⁰С (рисунок 1 и 2).

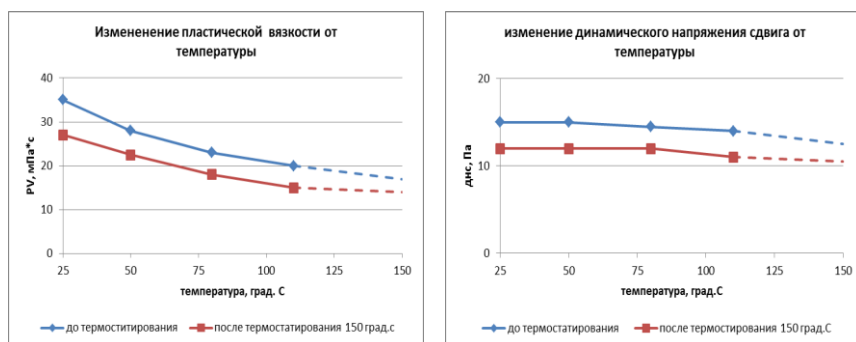


Рисунок 1- Зависимость структурно-реологических показателей от температуры

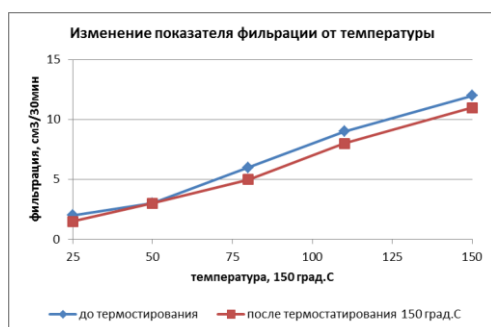


Рисунок 2- Зависимость показателя фильтрации от температуры

Как видно из рисунков 1 и 2, влияние температуры на свойства бурового раствора проявляется в виде небольшого снижения структурно-реологических показателей, и незначительного увеличения показателя фильтрации до приемлемых значений. Таким образом, исследования показывают, что буровой раствор на спиртовой основе имеет достаточно хорошую термостойкость.

Рассмотрены проблемы сохранения устойчивости глинистых отложений, слагающих разрез скважины. В ходе исследований были классифицированы глинистые отложения, установлены механизмы их разупрочнения в стволе скважины, которые обуславливаются двумя процессами:

1) внедрением воды в межчастичное и межпакетное пространство (набухание с последующей пептизацией);

2) проникновением жидкости в микротрещины, образующиеся при вскрытии хрупких уплотненных глинистых пород.

Устойчивость в пластичных глинах обеспечивается за счет ингибирования, а в глинисто-аргиллитовых породах – управляемой гидрофобной кольматацией, включающей механическое и физико-химическое закупоривание или блокирование поступления водного фильтрата раствора.

С учетом изложенного, был разработан буровой раствор, который состоит из триэтиленгликоля (ТЭГ) 10-15%, биополимера (БП) 0,2-0,3%, акрилового реагента Росфлок ПВ 2-3%, кольматанта и ингибиторов глин. Лабораторными исследованиями установлены оптимальные концентрации ингибиторов глин: хлорида калия (0,8-1,5%) и ацетата натрия (3,5-4,5%), при которых обеспечивается эффективное ингибирование пластичных монтмориллонитовых набухающих глин. Концентрация таллового масла (ТМ), как кольматанта трещиноватых аргиллитовых пород, находится в пределах 5-15%. Оптимальная концентрация таллового масла в растворе определялась непосредственно в процессе бурения.

В таблице 1 приведены состав и технологические показатели бурового раствора на спиртовой основе. Для придания раствору устойчивости к солевой агрессии, например для поддержания показателя фильтрации в условиях агрессии двухвалентных катионов кальция и магния, дополнительно вводятся вспомогательные реагенты (КМЦ, биополимер «Биоксан»).

Для вскрытия продуктивных пластов разработана безглинистая система с использованием многоатомного спирта, которая обладает высокой устойчивостью к температуре. Состав раствора включает воду, биополимер (БП) 0,1-0,4%, многоатомный спирт триэтаноламин (ТЭ) 4-10%, талловое масло (ТМ) 3-4% и

карбонатный утяжелитель (МК). Отличительной особенностью данного раствора является сохранение стабильных значений эффективной вязкости при различных скоростях сдвига до температуры, достигающей 80-90⁰С (таблица 2). Воздействие температуры 150⁰С в течение 30-40 часов не оказывает отрицательного влияния на технологические показатели раствора. Структурно-реологические показатели и фильтрация после термостатирования раствора сохраняются без изменений (таблица 3).

Таблица 1-Состав и технологические показатели бурового раствора

№	Состав раствора	Показатели				
		Ф	при 25°С		при 82°С	
			$\eta_{пл}$	τ_0	$\eta_{пл}$	τ_0
1	1,7% Гл.р.+ 1%KCl+4% NaCH ₃ COO +6%[ТМ:ТЭГ=83:17]+3%ПВ	7	16	12	12	9
2	1,7% Гл.р.+ 1%KCl+4% NaCH ₃ COO +10%[ТМ:ТЭГ=83:17]+3%ПВ	5,5	18	14	13	11
вспомогательные реагенты биополимер и КМЦ						
3	1,7%Гл.р.+0,2%БП+1%KCl+ 4%NaCH ₃ COO+10%[ТМ:ТЭГ=83:17] +3%ПВ+0,5%CaCl ₂ +0,5%MgCl ₂	4	32	25	20	16
4	1,7%Гл.р.+0,5%КМЦ9Н+1%KCl+ 4% NaCH ₃ COO+10%[ТМ:ТЭГ=83:17] +3%ПВ+0,5%CaCl ₂ +0,5%MgCl ₂	4	32	25	20	16

Таблица 2-Изменение значений эффективной вязкости при различных скоростях сдвига

t, °С	Эффективная вязкость [мПа*с] при скоростях сдвига, с ⁻¹									
	0,17	0,51	1,7	5,1	17	51	102	170	511	1022
25	4500	2500	1200	500	240	120	80	66	42	35
90	10500	4000	1500	600	210	120	70	57	36	28

Таблица 3-Изменение показателей раствора до и после термостатирования при 150°С

№	Состав раствора	Показатели					
		ρ	при 25°С		при 82°С		Φ
			η _{пл}	τ ₀	η _{пл}	τ ₀	
1	0,2%БП+5%ТЭ+90%МК+4%ТМ	1370	29	11	6	17	6
	После термостатирования	1370	22	7	5	9	5
2	0,3%БП+10%ТЭ+100%МК+3%ТМ	1420	26	8	6	10	6
	После термостатирования	1420	25	10	5	14	5
3	0,3%БП+10%ТЭ+100%МК+4%ТМ	1420	28	7	5	8	5
	После термостатирования	1420	25	8	4	9	4

В четвертой главе представлены результаты экспериментальных исследований и раскрыт механизм управления технологическими свойствами бурового раствора на углеводородной основе.

В частности, были проведены исследования по термостойкости разработанного бурового раствора на углеводородной основе в условиях повышенных забойных температур. Разработанный раствор включает жидкий парафин (ЖП), 10% органофильного бентонита (ОБ), 5% воды, 10% эфира глицеринового талловой канифоли (ЭГТК) и 10% битумной мастики (БМ). Известно, что с увеличением температуры в углеводородной системе процессы гидролиза ускоряются в несколько раз, причем, гидролизу подвержены, в основном, полярные вещества. Прежде всего, это регуляторы показателя фильтрации и структурно-реологических свойств раствора – битум, биглитала, битала, ЭГТК и т.д. Для прекращения или существенного замедления процессов гидролиза в разработанном буровом растворе на углеводородной основе при температуре до 150°С необходимо вводить в качестве температурных стабилизаторов формиат и ацетат натрия, хлорид кальция, сульфат алюминия (таблица 4).

На рисунках 3 и 4 приведены результаты воздействия температуры на структурно-реологические показатели и показатель фильтрации бурового раствора на углеводородной основе до и после термостатирования в течении 40 часов при 150°С.

Таблица 4-Буровой раствор на углеводородной основе до и после термостатирования при 150°С в течении 40 часов

№	Состав раствора	Показатели раствора				
		при 25°С		при 82°С		Ф
		$\eta_{пл}$	τ_0	$\eta_{пл}$	τ_0	
1	ЖП+10%ОБ+5%воды+10% БМ+10%ЭГТК+2%NaCl	16	2,2	8	2,8	0
	После термостатирования	18	2,0	7	2,8	2,2
2	ЖП+10%ОБ+5%воды+10% БМ+10%ЭГТК+3%CaCl ₂	22	2,0	9	2,4	0,5
	После термостатирования	21	2,0	9	3,2	2,0
3	ЖП+10%ОБ+5%воды+10% БМ+10%ЭГТК+2%смесь (Al ₂ (SO ₄) ₃ :NaHCOO=2:1)	14	2,4	8	2,8	0,5
	После термостатирования	16	1,4	9	2,4	1,8

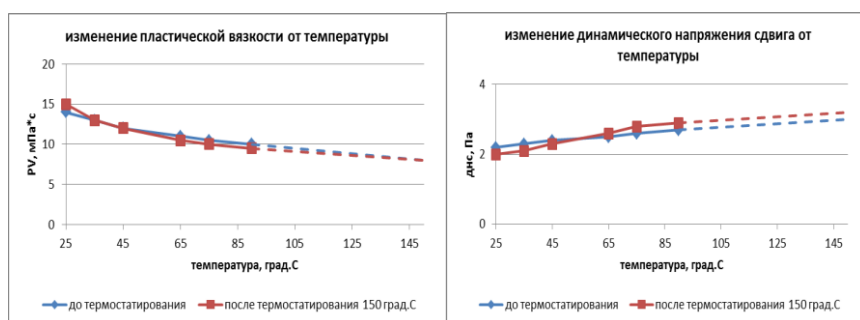


Рисунок 3- Зависимость структурно-реологических показателей от температуры

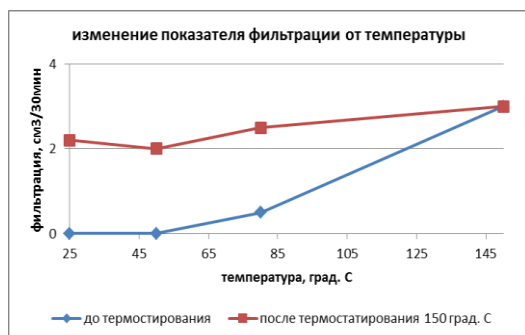


Рисунок 4- Зависимость показателя фильтрации от температуры

В разработанном буровом растворе на углеводородной основе для увеличения плотности использованы гидрофобные и модифицированные утяжелители, в частности – гравитационный барит. Результаты по утяжелению отражены в таблице 5.

Таблица 5- Технологические показатели утяжеленных растворов до и после термостатирования при 150⁰С в течение 40 часов

№	Состав раствора	Показатели					
		ρ	С	при 45 ⁰ С		Φ	
				η _{пл}	τ ₀	45 ⁰ С	150 ⁰ С
1	ЖП+10%ОБ+5%воды+10% БМ+10%ЭГТК+2%NaCl +барит	1400	0,00	43	6,4	0,5	5,2
	После термостатирования	1400	0,00	40	8	1	4,9
2	ЖП+10%ОБ+5%воды+10% БМ+10%ЭГТК+3%CaCl ₂ +барит	1900	0,00	45	18	0,5	5,6
	После термостатирования	1900	0,01	43	22	1,2	6
3	ЖП+10%ОБ+5%воды+10% БМ+10%ЭГТК+2%смесь (Al ₂ (SO ₄) ₃ :NaHCOO=2:1) +барит	2200	0,00	82	32	0	6
	После термостатирования	2200	0,01	68	35	0,8	6,9

Из проведенных исследований (рисунок 3, 4 и таблица 5) следует, что разработанный буровой раствор на углеводородной основе имеет весьма устойчивые технологические показатели при воздействии повышенной температуры и обладает хорошей термостойкостью.

Подход к управлению свойствами бурового раствора на углеводородной основе принципиально отличается от существующих и сводится к управлению свойствами раствора путем ввода полярных соединений. Благодаря этому был получен раствор, который можно использовать в условиях неустойчивых глинистых отложений и повышенных температур при максимальной плотности 2200 кг/м³, при которой сохраняется работоспособность системы, т.е. сохраняются удовлетворительные технологические показатели (таблица 5).

В пятой главе приведены результаты промысловых испытаний бурового раствора под 1-ю техническую колонну при бурении скважины №2062 АГКМ в интервале 350-3600 м.

Эффективность использования бурового раствора на скважине №2062 АГКМ оценивалась путем сравнительного анализа бурения интервала 350-3600м с другими скважинами АГКМ, имеющими аналогичный геологический разрез (таблица 6).

Таблица 6- Сравнительные характеристики стволов скважин
№№ 2062, 2070 и 707

Номер скважины	2062 (3600 м)	2070 (2600 м)	707 (3620 м)
Коэффициент кавернозности	1,27	1,27	1,57
Номинальный диаметр, мм	393,7		
Средний фактический диаметр ствола, мм	443	443	490
Минимальный диаметр, мм	385	390	385
Максимальный диаметр, мм	760	770	810

Как видно из таблицы 6, коэффициенты кавернозности скважин №2062 и №2070 имеют одинаковое значение, хотя время контакта раствора со стенками скважины № 2062 в три с лишним раза больше, чем в скважине №2070. Полимерный раствор «Baker

Hughes» по стоимости значительно дороже разработанного бурового раствора.

Следует отметить, что бурение интервала 350-3600 м под 1-ую техническую колонну было закончено 21.01.2012 г., а спуск 324 мм обсадной колонны был произведен спустя 2 месяца в связи организационными мероприятиями. Тем не менее, ствол скважины оставался устойчивым, что позволило успешно, без каких-либо осложнений произвести спуск колонны и ее цементирование

Экономический эффект от применения синтетического бурового раствора на одной скважине составляет 27 млн. руб.

Заключение

1. В качестве дисперсионной среды спиртовых буровых растворов в условиях повышенных температур и в неустойчивых глинистых отложениях целесообразно использовать многоатомные спирты – глицерин, триэтиленгликоль, пропиленгликоль и др. в количестве 10-60% от объема воды.

2. Повышение термостойкости бурового раствора на спиртовой основе достигается за счет введения в раствор солей-электролитов.

3. Разработаны составы буровых растворов на спиртовой основе для строительства скважин в неустойчивых глинистых отложениях в условиях повышенных температур, отличающиеся высокими ингибирующими и кольматирующими свойствами.

4. Разработан состав бурового раствора для заканчивания скважин на спиртовой основе, отличающийся термостойкостью и высокими значениями эффективной вязкости.

5. Для замедления процессов гидролиза в углеводородной системе при температуре до 150°C с целью сохранения технологических показателей раствора в стабильном состоянии необходимо вводить формиат и ацетат натрия, хлорид кальция, сульфат алюминия.

6. Разработаны составы углеводородных растворов для бурения скважин в условиях повышенных температур, неустойчивых глинистых отложений и вскрытия продуктивных пластов.

7. Результаты исследований позволяют сформулировать научные основы управления свойствами буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе для бурения скважин в условиях повышенных температур до 150°C и в неустойчивых глинистых отложениях.

8. Использование бурового раствора на АГКМ обеспечило стабилизацию ствола скважины в пластичных глинах и в трещиноватых глинисто-аргиллитовых породах путем ингибирования и управления процессами гидрофобной коагуляции.

Основные научные результаты опубликованы в следующих работах:

1. Шарафутдинов З.З., Гайдаров М.М.-Р., Хуббатов А.А. и др. Стабилизация глинистых отложений на основе нанотехнологий // Бурение и нефть. – 2009. – № 1. – С. 41–44.

2. Хуббатов А.А., Шарафутдинов З.З.; Гайдаров М.М.-Р. Формирование технологических свойств углеводородных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2010. - № 8 – С.28-31.

3. Хуббатов А.А., Шарафутдинов З.З., Гайдаров М.М.-Р. и др. Влияние полярных соединений на свойства углеводородных растворов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2011. - № 7 – С.35-39.

4. Гайдаров М.М.-Р., Хуббатов А.А., Мирсаянов Д.В. Буровые растворы на основе катионных полимеров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2012.-№ 2 – С.43-47.

5. Гайдаров М.М.-Р., Хуббатов А.А., Мирсаянов Д.В. и др. Выбор буровых растворов для стабилизации глинистых отложений при бурении нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2012. - № 3 – С.28-34.

6. Гайдаров М.М.-Р., Норов А.Д., Хуббатов А.А. Особенности формирования супраструктур в буровых растворах // Строительство

нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2012. - № 6 – С.38-42.

7. Хуббатов А.А., Богданова Ю.М., Гайдаров М.М.-Р. Опыт применения и совершенствование синтетического бурового раствора для стабилизации глинистых отложений на Астраханском ГКМ // Нефтесервис – 2012. - № 3– С.59-61.

8. Хуббатов А.А., Мирсаянов Д.В., Норов А.Д. и др. О применении ацетатно-калиевого спиртового бурового раствора на скважине №2062 Астраханского ГКМ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2012. - № 10 – С.35-40.

9. Буровой раствор на синтетической основе: патент № 2445336 Рос. Федерация / Шарафутдинов З.З., Гайдаров М.М.-Р., Хуббатов А.А. и др. – 20 марта 2012 г.

10. Буровой раствор на углеводородной основе: патент № 2445337 Рос. Федерация / Шарафутдинов З.З., Гайдаров М.М.-Р., Хуббатов А.А. и др. – 20 марта 2012 г.

11. Буровой раствор на углеводородной основе: патент № 2447121 Рос. Федерация / Гайдаров М.М.-Р., Шарафутдионов З.З., Хуббатов А.А. – 10 апреля 2012 г.

12. Способ приготовления бурового раствора с использованием акрилового полимера: патент № 2455332 Рос. Федерация / Гайдаров М.М.-Р., Хуббатов А.А., Кравцов С.А. – 10 июля 2012 г.

13. Способ приготовления эмульсионного бурового раствора: патент № 2455333 Рос. Федерация / Гайдаров М.М.-Р., Хуббатов А.А., Кравцов С.А. – 10 июля 2012 г.

14. Устройство для исследования взаимодействия глин с жидкостями: патент на полезную модель № 119887 / Хуббатов А.А., Шарафутдинов З.З. и др. – 27 августа 2012 г.

15. Буровой раствор для вскрытия продуктивных пластов: патент № 2461601 Рос. Федерация / Гайдаров М.М.-Р., Шарафутдинов З.З., Хуббатов А.А., Богданова Ю.М. – 20 сентября 2012 г.

16. Ингибирующий буровой раствор: патент № 2468057 / Гайдаров М.М.-Р., Хуббатов А.А., Николаев Н.И. и др. – 27 ноября 2012 г.