

На правах рукописи



ЕГОРОВА Елена Валерьевна

**РАЗРАБОТКА ИНГИБИРУЮЩЕГО БУРОВОГО РАСТВОРА
ДЛЯ БУРЕНИЯ В ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ**

Специальность 25.00.15
Технология бурения и освоения скважин

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук



Москва - 2010

Работа выполнена в Филиале «Астрахань бурение»
Общества с ограниченной ответственностью «Газпром бурение»


Научный руководитель: доктор технических наук
Симонянц Сергей Липаритович

Официальные оппоненты: доктор технических наук
Белоруссов Владимир Олегович
кандидат технических наук
Уросов Сергей Александрович

Ведущее предприятие: Филиал ЗапСибБурНИПИ
Открытого акционерного общества
НПЦ «Недра»

Защита состоится « 31 » марта 2010 г. в 11 часов на заседании диссертационного совета Д-520.027.01 при ОАО НПО «Буровая техника» по адресу: 115114, Москва, Летниковская ул., д. 9.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ОАО НПО «Буровая техника».

Автореферат разослан «» февраля 2010 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук



Д.Ф. Балденко

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Обеспечение высоких темпов добычи нефти и газа в нашей стране неизбежно связано с разработкой новых месторождений углеводородного сырья, характеризующихся как более глубоким расположением продуктивных горизонтов, так и более сложными горно-геологическими условиями, по сравнению с районами массового бурения. Например, уникальное по составу полезных ископаемых Астраханское газоконденсатное месторождение (ГКМ) имеет проектные глубины до 4100 м. Помимо трудностей, обусловленных аномально высоким пластовым давлением (АВПД), сероводородной агрессией и наличием мощных толщ хемогенных отложений, строительство скважин сопровождается проблемами, связанными с бурением терригенных горных пород. Разрушение стенок в процессе бурения происходит практически во всех скважинах Астраханского ГКМ. Интенсивные осыпи и обвалы стенок, представленных пластичными серыми глинами и плитчатыми (трещиноватыми) аргиллитами палеогенового возраста, наблюдаются повсеместно, особенно при бурении под кондуктор и первую техническую колонну. Осложнения, как правило, характеризуются подклинками, затяжками и посадками бурильного инструмента. Проработки и восстановление ствола скважины нередко занимают более пяти суток и значительно снижают коммерческую скорость бурения. Проводка скважин в условиях соленосных горных пород также сопровождается негативными явлениями вследствие отрицательного влияния солей на свойства бурового раствора. Поэтому проблема повышения устойчивости стенок глубоких скважин в глинистых отложениях горных пород является весьма актуальной.

Цель работы. Повышение устойчивости стенок глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях при бурении в глинистых отложениях горных пород путем создания бурового раствора, обладающего высокими ингибирующими способностями.

Основные задачи исследований.

1. Проведение анализа существующих систем ингибирующих буровых растворов и методов повышения их ингибирующих свойств, а также оценка качества вскрытия глинистых отложений при использовании существующих систем ингибирующих буровых растворов.

2. Выявление причин, вызывающих диспергирование глинистых частиц горных пород при контакте с водной фазой бурового раствора.

3. Изучение горно-геологических условий бурения скважин на Астраханском ГКМ и анализ характера осложнений, связанных с проводкой скважин в глинистых отложениях.

4. Обоснование совместимости выбранных ингибирующих компонентов новых реагентов-ингибиторов, позволяющих получить высокий эффект ингибирования с учетом их комплексного воздействия.

5. Выбор оптимального компонентного состава новых реагентов-ингибиторов и разработка новой рецептуры системы ингибирующего бурового раствора.

6. Проведение экспериментальных исследований для определения влияния полученной системы ингибирующего бурового раствора на глинистую горную породу в условиях полиминеральной и температурной агрессии и оптимизации ее технологических параметров.

7. Проведение промысловых испытаний нового ингибирующего бурового раствора и определение его влияния на устойчивость стенок скважин.

Достоверность и обоснованность научных положений, выводов и рекомендаций обеспечены современными методами и средствами химико-аналитических исследований, выполненными в аккредитованных лабораториях, использованием статистических методов обработки информации, подтверждением теоретических положений данными экспериментальной и промышленной апробации.

Научная новизна работы.

1. Разработаны рецептуры высокоингибирующих буровых растворов, содержащих модифицированные составы комплексных реагентов-ингибиторов на

основе талового пека – КЛСП-Ингибитор и ОТП-Ингибитор, обеспечивающие устойчивость стенок глубоких скважин при бурении в глинистых отложениях.

2. Теоретически обоснован и экспериментально подтвержден высокий ингибирующий эффект совместного действия компонентов, входящих в новые реагенты – жирных и смоляных кислот омыленного талового пека и носителей активных катионов хлористого калия и гашеной извести, традиционно используемых в качестве ингибиторов.

3. Экспериментально доказана возможность эффективного применения реагентов на основе талового пека в условиях полиминеральной агрессии и высоких забойных температур при бурении глубоких скважин.

4. Теоретически и экспериментально изучены процессы взаимодействия фильтрата бурового раствора и глинистой породы, в результате которых происходит набухание (диспергирование, размокание) глинистых частиц. Дано объяснение химико-физических механизмов гидрофобизации поверхности раздела на границе фаз «порода – раствор» при воздействии омыленных жирных и смоляных кислот, содержащихся в фильтрате бурового раствора, позволившее определить возможность использования дополнительных путей ингибирования с целью получения максимального ингибирующего эффекта новых реагентов на основе талового пека.

5. Научно обоснована методика определения ингибирующей способности бурового раствора при его взаимодействии с гидрофильными породами, позволяющая не только качественно охарактеризовать процессы разупрочнения терригенных пород, но и прогнозировать время устойчивого состояния стенок скважины, что особенно важно для бурения в сложных горно-геологических условиях.

Практическая ценность и реализация работы.

1. Разработаны модифицированные реагенты КЛСП-Ингибитор и ОТП-Ингибитор, на основе доступного сырья – остаточного продукта лесохимического производства, позволяющие без дополнительных средств получать высокоингибирующий буровой раствор для обеспечения устойчивости стенок сква-

жин при бурении глинистых отложений в условиях высоких температур и полиминеральной агрессии.

2. Экспериментально определены и подтверждены на практике оптимальные концентрации разработанных реагентов в составе промывочной жидкости, позволяющие достичь максимального ингибирующего эффекта бурового раствора.

3. Разработана технология приготовления порошкообразной формы комплексных модифицированных реагентов, что позволяет без существенных трудовых и временных затрат перевести традиционно используемый на Астраханском ГКМ лигносульфонатный глинистый буровой раствор в высокоингибирующий.

4. Разработана и внедрена в филиале «Астрахань бурение» ООО «Газпром бурение» (быв. филиал «Астраханьбургаз» ДООО «Бургаз») технология применения комплексного модифицированного реагента КЛСП-Ингибитор при бурении глубоких скважин, оформленная в виде руководящего инструктивного документа.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на научно-технической конференции молодых специалистов ДООО «Бургаз» (Анапа, 2003); на Конкурсе «ТЭК-2003» на лучшую научно-техническую разработку среди молодежи предприятий, научно-исследовательских институтов и учебных заведений (Москва, 2003); на Межотраслевой научно-практической конференции «Разведочное бурение на суше и континентальном шельфе России» (Краснодар, 2005); на Научно-технической конференции молодых работников и специалистов ООО «Газпром добыча Астрахань» «Газпром. Наука. Молодежь» (Астрахань, 2009); на конференциях и семинарах Северо-Кавказского государственного технического университета (Ставрополь, 2005, 2007, 2009); на Ученом совете ОАО НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ (Москва, 2010).

Публикации. Основное содержание диссертации опубликовано в 12 печатных работах, в т.ч. 6 работ опубликовано в ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях из Перечня ВАК Минобрнауки РФ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, пяти разделов и основных выводов. Работа изложена на 167 страницах машинописного текста, содержит 23 таблицы, 19 рисунков, 5 приложений. Список использованных источников включает 138 наименований.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность сотрудникам ООО «Газпром бурение» и филиала «Астрахань бурение» к.т.н. Усынину А.Ф., к.т.н. Доронину А.А., Солнышкину Д.Г., Волкову В.Е. и др., а также к.т.н. Пуля Ю.А., к.т.н. Хуршудову В.А. за плодотворное сотрудничество, ценные советы и помощь при работе над диссертацией.

Автор выражает признательность д.т.н., профессору Оганову Г.С., д.т.н., профессору А.М. Гусману и другим ведущим ученым ОАО НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ за конструктивные замечания и предложения в процессе предварительного обсуждения работы.

Особую признательность и благодарность автор выражает своему научному руководителю д.т.н. Симонянцу С.Л. за поддержку, наставления и помощь в процессе подготовки диссертации.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность решаемых в диссертационной работе проблем; определены ее цель и задачи; сформулированы основные научные положения; показана научная новизна и практическая ценность работы.

Первый раздел посвящен анализу физико-химического взаимодействия поверхности глинистых минералов с фильтрадами буровых растворов, существующих способов ингибирования гидратации глинистых минералов, изучению возможности их совместного действия.

Решению проблем устойчивости стенок скважин, сложенных глинистыми отложениями, и поиску путей управления поведением глины в контакте с водными

средами посвятили свои работы многие отечественные и зарубежные исследователи: Аветисов А.Г., Аветисян Н.Г., Агзамов Ф.А., Ананьев А.Н., Ангелопуло О.К., Андресон Б.А., Альтсейтов Б.Д., Ахмадиев Р.Г., Байдюк Б.В., Баранов В.С., Близиюков В.Ю., Букс З.П., Булатов А.И., Быстров М.М., Войтенко В.С., Городнов В.Д., Горшков Л.К., Дедусенко Г.Я., Жигач К.Ф., Завадский М.А., Зозуля В.П., Зозуля Г.П., Кистер Э.Г., Кошелев А.Т., Кошелев В.И., Крылов В.И., Крысин Н.И., Кузнецов Ю.С., Куксов А.К., Курбанов Я.М., Леонов Е.Г., Липкес М.И., Мавлютов М.Р., Мирзаджанзаде А.Х., Михеев В.Л., Мовсумов А.А., Новиков В.С., Овчинников В.П., Паус К.Ф., Пашинян Л.А., Пеньков А.И., Поляков В.Н., Попов А.Н., Потапов А.Г., Проселков А.И., Пуля Ю.А., Ребиндер П.А., Роджерс Ф., Рябоконе С.А., Рябченко В.И., Сеид-Рза М.К., Симонянц Л.Е., Тагиров К.М., Усынин А.Ф., Федорцов В.К., Хуршудов В.А., Шарафутдинов З.З., Ширин-Заде С.А., Яремийчук Р.С. и другие.

В результате этих работ было установлено, что устойчивость ствола скважины зависит от напряженного состояния пород (усилий и давлений, действующих на стенки ствола) и физико-химического воздействия бурового раствора на глинистые породы, вскрытые в процессе бурения.

Физико-химическое воздействие буровых растворов на глинистые породы происходит с уменьшением их механической прочности в результате действия трех разных процессов: осмотического массообмена, изменения расклинивающего давления и набухания.

По мнению ряда исследователей, преобладающее влияние на снижение механической прочности пород оказывает адсорбция воды на поверхностях глинистых минералов. Адсорбция вызывает набухание глинистых пород, ослабление их структурных связей и резкое снижение предельного напряжения сдвига. Набухание же глин происходит в результате расклинивающего действия сольватных оболочек связанной воды, образующихся при гидратации глинистых минералов, а также при взаимодействии диффузных слоев частиц.

Существенное влияние на устойчивость стенок скважины также оказывают процессы массопереноса в системе "скважина-пласт" (осмотический

массообмен), зависящие от состава солевого обменного комплекса глинистых минералов, их гидрофильности и адсорбционных свойств. Важным фактором, способствующим расслаблению межмолекулярных связей между глинистыми частицами и глубокому диспергированию глин, является ионообменный процесс, движущей силой которого является диффузия.

Для оценки физико-химического соответствия бурового раствора проходным породам предлагаются усовершенствованные и сравнительно несложные методы, позволяющие с качественной стороны сопоставить ингибирующее действие различных буровых растворов.

Общим недостатком большинства существующих методов исследования влияния фильтратов различных буровых растворов на набухание глинистых пород является то, что в них зачастую не учитывается напряженное состояние пород стенок скважины.

В настоящее время известно множество путей ингибирования набухания глин. Наиболее часто применяемыми на практике являются:

- уменьшение поверхности гидратации за счет замены катиона обменного комплекса глин менее гидратирующимся;
- нейтрализация электрически заряженных участков глинистых пород и адсорбция полимера на поверхности глинистых частиц и их инкапсуляция;
- регулирование процессов осмотического влагопереноса путём поддержания более высокой концентрации электролита в растворе, чем в проходимых породах;
- гидрофобизирование поверхности глинистых минералов.

Процесс катионного обмена в ингибировании гидратации глин является наиболее распространенным на сегодняшний день. Состав обменных катионов в значительной степени влияет на дисперсность глин и изменение коэффициента коллоидальности. Причинами протекания его являются такие процессы, как нарушение связей на краях алюмокремниевых групп, замещение иона внутри кристаллической решетки ионом низшей валентности (кремния – алюминием,

алюминия – магнием и т.д.) и обращение вершин (гидроксильных групп – OH^-) тетраэдров наружу.

Единой теории замещения катионов для глин нет, и в литературных источниках указывается преимущественная замещающая способность для конкретных исследований из широкого многообразия глинистых минералов и химических веществ.

Несмотря на широко изучаемый вопрос ингибирования, лишь некоторые работы посвящены исследованию гидрофобизирующих ингибиторов. Наиболее малоизученными в этом отношении являются жирные кислоты, способные создать гидрофобный барьер (экран), препятствующий контактированию глин с водной средой.

Производные жирных кислот образуют нерастворимые в воде, но химически активные комплексы гидрофильно-гидрофобной структуры, адсорбирующиеся на глинистых породах. Это способствует проявлению гидрофобных свойств, основанных на покрытии и экранировании поверхности глинистых частиц адсорбционными слоями. При этом следует отметить, что дополнительный вклад в ингибирование вносят входящие в состав этих веществ спирты, действующие по методу «осушки». При взаимодействии жирных кислот и содержащихся в них спиртов с оксидами этилена, находящимися в комплексном буровом растворе, получают неионогенные коллоидные поверхностно-активные вещества, улучшающие ингибирующее действие и качество бурового раствора (смазочные, антикоррозионные свойства и т.д.).

Исходя из вышеизложенного анализа путей ингибирования набухания глин, можно сделать вывод, что процесс гидрофобизации поверхности глинистых минералов производными жирных кислот, представляет особый интерес и является недостаточно изученным.

Во втором разделе приведен анализ особенностей горно-геологических условий залегания и литологического состава горных пород Астраханского ГКМ, характера осложнений, связанных с нарушением целостности стенок скважины вследствие потери их устойчивости, а также существующих ингиби-

рующих систем буровых растворов и промышленного опыта бурения глинистых отложений на Астраханском ГКМ.

Важной особенностью литолого-стратиграфического разреза Прикаспийской впадины, включающей в себя Астраханское газоконденсатное месторождение, является наличие терригенных пород в надсолевых, солевых и подсолевых отложениях, представленных мощными толщами каменной соли в кунгурском ярусе нижней перми, обусловивших образование солянокупольных структур.

Терригенные породы наибольшей мощности приурочены к надсолевому комплексу. Как показывает опыт бурения, глинистые отложения надсолевого комплекса представлены красноцветными глинисто-алевролитовыми образованиями, аргиллитоподобными глинами, монтмориллонитовыми глинами (сметит), в которых и происходит большинство осложнений, связанных с нарушением целостности стенок скважин. К осложнениям этого типа относятся осыпи, обвалы пород, желобообразования, кавернообразования, сужения ствола, вызывающие зашламление забоя, образование пробок и сальников. Это приводит к потере циркуляции бурового раствора, затяжкам, посадкам, заклиниванию бурового инструмента, его прихвату и слому.

Практика строительства скважин на Астраханском ГКМ показывает, что подавляющая часть осложнений имеет место при вскрытии пластов с аномально-высокими пластовыми (поровыми) давлениями, которые свойственны данному месторождению. В связи с этим, помимо указанных выше факторов, для обеспечения устойчивости ствола скважин на Астраханском ГКМ весьма важен временной фактор. Количество времени, при котором ствол скважины остается необсаженным и взаимодействует с циркулирующим буровым раствором, прямо пропорционально вероятности возникновения осложнений, вызванных осыпями и обвалами глинистых пород. Отсюда возникает практический интерес в сокращении времени на проводку скважины в глинистых отложениях, что возможно только при применении высокоингибирующего бурового раствора, инертного к горно-геологическим условиям Астраханского ГКМ.

Как показал проведенный нами анализ, сочетание мощных отложений глин и солевой агрессии различного состава предопределяет несостоятельность применения ряда известных ингибирующих глинистых растворов, призванных сохранить устойчивость глинистых стенок скважины, существенно сократить переход выбуренной породы в буровой раствор.

Для предупреждения таких осложнений в отечественной и зарубежной практике разработаны и применяются специальные буровые растворы, в том числе ингибирующие полярные системы: известковые и гипсоизвестковые, хлоркальциевые и хлоркалиевые, силикатные, полимерные, растворы с добавками соединений алюминия, железа, хрома и другие; а также - неполярные жидкости, т.е. системы на углеводородной основе. Однако для целого ряда условий проблема сохранения устойчивости стенок скважин в глинистых отложениях в полной мере не решена.

Так, опыт проводки стволов скважин в зоне неоген-палогеновых глинистых отложений Астраханского ГКМ показывает, что методами, основанными на снижении фильтрации бурового раствора добавками полимеров, увеличением репрессии на стенку скважины, вводом в раствор электролитов (ингибирование хлористым калием и известью) и др. можно добиться только некоторого снижения интенсивности осыпания и обваливания пород. Однако эти меры не позволяют окончательно решить данную проблему и эффективно бороться с деформацией осадочных пород и потерей их устойчивости на стенках, что и определило цели нашей работы.

Третий раздел посвящен вопросам методологии испытаний исследуемых буровых растворов и обоснования выбора новых химических реагентов и их компонентного состава для повышения ингибирующих свойств бурового раствора с целью обеспечения устойчивости стволов скважин при бурении в глинистых отложениях горных пород.

Для изучения ингибирующей способности исследуемых буровых растворов по отношению к глинистым породам нами был проведен анализ существующих методик оценки влияния промывочных жидкостей на устойчивость

горных пород, который позволил выбрать метод определения показателя увлажняющей способности (P_0 , см/час), согласно РД 39-2-813-82, способный не только характеризовать процессы разупрочнения глинистых пород качественно, но и прогнозировать время устойчивого состояния стенок скважин. При наличии зон АВПД, возможность прогнозирования времени устойчивого состояния стенок скважин весьма важна при вскрытии глинистых отложений.

При проведении лабораторных экспериментов использовались базовые модели глинистых суспензий и реальных составов буровых растворов, применяемых на Астраханском месторождении.

Для изучения процесса гидрофобизации поверхности глинистых минералов производными жирных кислот, в качестве основного источника жирных и смоляных кислот был выбран побочный продукт переработки талового масла – таловый пек, образующийся при сульфатно-целлюлозной переработке древесины в лесохимической промышленности, который характеризуется высокой концентрацией активных компонентов и относительной доступностью на рынке.

Объектами исследований были выбраны два базовых реагента на основе талового пека, разработанных в отделе буровых растворов и химических реагентов Архангельского отделения ВНИГНИ:

- омыленный таловый пек (ОТП) – низкомолекулярный реагент на основе смеси сложных эфиров жирных и смоляных кислот, оксикислот и полимеризованных кислот, образующий масло-водорастворимые суспензии и эмульсии;

- карболигносульфонат пековый (КЛСП) – многоцелевой комплексный полимерный реагент на основе омыленного талового пека, также масло-водорастворимое соединение.

Реагенты КЛСП и ОТП являются стабилизаторами буровых растворов различного типа и предназначены для приготовления безглинистых полимерных и полимерно-эмульсионных буровых растворов, предназначенных для качественного вскрытия продуктивных карбонатных и терригенных коллекторов. В настоящее время эти реагенты используются при бурении вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин в карбонатно-терригенном

разреze северной части Тимано-Печорской провинции и широко применяются на площадях деятельности буровой компании ООО «Газпром бурение» в северной части Тюменской области. В результате промышленных испытаний были установлены высокие стабилизирующие свойства реагентов ОТП и КЛСП, а их ингибирующая способность была использована как сопутствующая.

Основным направлением настоящей работы являлось определение гидрофобизирующих возможностей исходных реагентов на основе талового пека и их адаптация к сложным горно-геологическим условиям бурения, путём усиления их ингибирующей способности за счет ввода дополнительных ингибирующих компонентов.

Для повышения ингибирующей способности реагентов было решено использовать синергетический эффект, основанный на совместном действии различных механизмов ингибирования. В качестве дополнительных компонентов были выбраны хлорид калия KCl и гидроксид кальция $Ca(OH)_2$ – электролиты, являющиеся носителями наиболее активных катионов K^+ и Ca^{2+} .

Уменьшение поверхности гидратации глинистого минерала с помощью сложных эфиров жирных, смоляных и полимеризованных кислот талового пека, было дополнено ингибированием, основанным на преобразовании глинистой породы и устранением межплоскостной гидратации за счет замены катиона обменного комплекса глин менее гидратирующимся.

После обоснования выбора компонентов в составе новых реагентов-ингибиторов, важным этапом исследований явилась оптимизация их соотношений методом математического планирования эксперимента, позволившего одновременно уменьшить количество опытов, затраты труда и сроки проведения экспериментов, а также повысить достоверность и информативность результатов. В итоге были получены оптимизированные составы новых модификаций реагентов: КЛСП-Ингибитор и ОТП-Ингибитор, содержащих омыленный таловый пек.

Следует отметить, что реагенты КЛСП и ОТП выпускаются преимущественно в виде твердых агрегатов (плава). Для их растворения и дальнейшего ис-

пользования в технологическом процессе на буровой требуется нагревать воду. Реагенты в более технологичном порошкообразном виде практически не изготавливают из-за их высокой гигроскопичности, способности легко размягчаться и вновь образовывать однородную массу. Нами был предложен метод, при котором после дробления твердой массы плава, полученные гранулы реагента опыляли тонкодисперсными материалами – тальком или мраморной мукой.

После этого явления «слеживаемости» не наблюдалось.

В результате выполненных лабораторных исследований был подтвержден теоретически обоснованный синергетический эффект ингибирующей активности, т.е. высокий ингибирующий эффект при совместном разнонаправленном действии компонентов в новом реагенте.

Методика последующего проведения экспериментальных исследований предусматривала поэтапное изучение совместимости разработанных реагентов с базовой промывочной жидкостью, физико-химических особенностей проявления многофункциональности реагентов, технологических параметров буровых растворов и промысловые испытания наиболее перспективных рецептур и технологических рекомендаций.

В четвертом разделе диссертации содержатся результаты экспериментальных исследований, на основании которых был подтвержден выбор оптимального компонентного состава реагентов ОТП-Ингибитор и КЛСП-Ингибитор, обладающих повышенными ингибирующими свойствами и разработана рецептура системы ингибирующего бурового раствора.

На основании первоначальных сравнительных испытаний нами было установлено, что увлажняющая способность буровых растворов, в состав которых включены исходные реагенты ОТП и КЛСП, в зависимости от их концентрации, составила 7,2 – 2,8 и 4,4 – 2,3 %/час соответственно. Это подтвердило ингибирующую состоятельность исходных реагентов. Для сравнения, увлажняющая способность традиционно применяемого при бурении глинистых отложений Астраханского ГКМ лигносульфонатно-полимерного ингибированного хлоридом калия и гашеной известью бурового раствора составляет 6,8 %/час.

Лабораторные исследования глинистых растворов, содержащих разработанные реагенты-ингибиторы, включали экспериментальное изучение их технологических параметров в зависимости от состава и соотношений компонентов с применением стандартных методик и приборов.

Проведенные исследования технологических параметров глинистых буровых растворов, содержащих добавки 1 – 5 % реагентов КЛСП-Ингибитор и ОТП-Ингибитор, показали, что увеличение концентрации исследуемых реагентов способствуют росту структурно-механических и уменьшению фильтрационных характеристик. Следует отметить, что показатель фильтрации при этом, проявляется по-разному: 7,3 – 3,8 см³/час для КЛСП-Ингибитор и 9,0 – 6,5 см³/час для ОТП-Ингибитор. В частности, действие ОТП-Ингибитор как понизителя водоотдачи выражено более слабо, чем КЛСП-Ингибитор. Такой факт объясняется наличием в составе КЛСП-Ингибитор карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ) и лигносульфонатов.

Повышение динамического напряжения сдвига и пластической вязкости глинистых растворов с увеличением концентрации исследуемых реагентов объясняется формой сопряженного (смешанного) структурообразования за счет объединения нескольких разнородных структурных образований – глинистых частиц и компонентов реагентов-ингибиторов. Присутствие частиц новой фазы уплотняет и упрочняет структурные сетки вследствие того, что они становятся центрами, узлами структурного каркаса и мостиками, сшивающими отдельные его элементы. В результате повышения концентрации увеличивается число контактов, а сама структура становится более жесткой.

Было установлено, что при введении в состав бурового раствора химически инертных частиц утяжелителя, значения показателя динамического напряжения сдвига 7,5 – 38 дПа и 22 – 52 дПа для КЛСП-Ингибитор и ОТП-Ингибитор соответственно, обеспечат удержание этих частиц во взвешенном состоянии, т.е. будут препятствовать самопроизвольному осаждению.

Проведенные эксперименты по изучению влияния разработанных реагентов на основе талового пека на качество дисперсионной среды водных раство-

ров подтвердили высокие ингибирующие свойства реагентов (2,75 – 1,54 %/час для КЛСП-Ингибитор и 3,89 – 1,73 %/час для ОТП-Ингибитор), которые оказались на уровне лучших или существенно превосходили показатели других химических реагентов, наиболее широко применяемых при строительстве скважин.

Заключительным этапом работ по исследованию свойств новых реагентов явилось определение влияния полиминеральной агрессии и забойной температуры на технологические параметры глинистого раствора, содержащего ОТП-Ингибитор и КЛСП-Ингибитор.

Опыт проводки скважин на Астраханском ГКМ, определил требования к исследуемым глинистым растворам, содержащим разработанные реагенты-ингибиторы:

- термостабильность в диапазоне 120 – 150 °С;
- устойчивость к солевой агрессии в условиях присутствия до 30% NaCl, до 5% CaCl и MgCl.

Изучение термостойкости исследуемых глинистых систем показало, что температурное воздействие не оказывает значительного влияния на ингибирующую способность и технологические параметры. При термической обработке растворов в течение четырех часов отмечено, что температура практически не влияет на их ингибирующие свойства. В пределах нормы остаются и реологические, и антифильтрационные показатели. При охлаждении раствора до комнатной температуры все параметры восстанавливаются, т.е. необратимых химических и физических процессов при нагревании растворов не происходит.

Термостойкость буровых растворов, содержащих разработанные реагенты, обусловлена стабилизирующей активностью эфиров жирных кислот талового пека. Присутствующая в таких эфирах имидная функциональная группа, предположительно образует требуемые электронно-донорно-акцепторные ЭДА-связи со сложноэфирной группой за счет своей неподеленной электронной пары. Количество медленных связей на одну молекулу этих эфиров зависит от степени их замещения, т.е. количества сложноэфирных групп. Поэтому

можно предположить, что с увеличением степени замещения эфира, содержащегося в таловом пеке, будет повышаться термостабильность буровых растворов.

При исследовании влияния полиминеральной агрессии на технологические параметры буровых растворов, содержащих разработанные реагенты КЛСП-Ингибитор и ОТП-Ингибитор, растворы минерализовались хлоридом

натрия, кальция и магния, а затем подвергались термической обработке при температурах 120 - 150°C.

Из анализа результатов проведенных исследований следует, что при минерализации солями различных металлов исследуемых растворов, отмечается разнонаправленный рост значений структурно-механических характеристик, с последующим восстановлением параметров при увеличении концентрации реагентов в растворе. Так, обработка насыщенной вышеуказанными солями глинистой системы реагентом КЛСП-Ингибитор в концентрации 5% обеспечивает значение водоотдачи на уровне 3,8 см³, когда при равных условиях для реагента ОТП-Ингибитор тот же показатель составит 5,4 см³.

Замечено, что повышение концентрации исследуемых реагентов в присутствии указанных солей до 5%, приводит к стабилизации реологических показателей.

Выявлено также, что для глинистого раствора, содержащего реагент ОТП-Ингибитор, в условиях солевого насыщения, максимальной температурой нагрева является 120°C, при повышении температуры происходит его частичная деструкция.

Известно, что основное влияние электролитов на свойства буровых растворов связано с их дегидратирующей и деионирующей функциями. Влияние электролитов на неионогенные жирные кислоты, которые входят в состав талового пека, связано только с дегидратирующей функцией. В этом случае, если энергия гидратации функциональных групп реагента соизмерима с энергией гидратации электролита, он не оказывает заметного влияния на свойства реагента. По-видимому, этим и объясняются полученные выше результаты – эф-

фektivность действия КЛСП-Ингибитор и ОТП-Ингибитор практически не зависит от характера минерализации среды.

Из анализа полученных результатов следует, что разработанные реагенты КЛСП-Ингибитор и ОТП-Ингибитор являются эффективными стабилизаторами свойств буровых растворов в широком диапазоне температур. Это представляется важным, поскольку температура бурового раствора в скважине в один и тот же момент времени различна на разных ее участках, а приоритет между критериями качества в общем случае неизвестен.

Проведенные исследования показали возможность получения высокоингибирующих глинистых растворов с содержанием талового пека, для которых характерны низкие фильтрационные свойства и удовлетворительные реологические показатели. Глинистые суспензии с добавками модификаций реагентов-ингибиторов при минимизации значений показателя увлажняющей способности характеризуются положительной динамикой снижения фильтрации, оптимизацией значений параметров вязкости, а также реологических и структурно-механических свойств.

В результате проведенных лабораторных исследований было установлено, что комплексный модифицированный реагент КЛСП-Ингибитор является более активным ингибитором, чем реагент ОТП-Ингибитор. Это позволило рекомендовать его как наиболее эффективный стабилизатор реологических и фильтрационных характеристик систем буровых растворов, в частности для условий бурения Астраханского ГКМ.

В пятом разделе приведены результаты промысловых испытаний реагента КЛСП-Ингибитор при бурении скважины в глинистых отложениях Астраханского ГКМ. Экспериментальные исследования на скважине позволили выявить наиболее характерные и принципиальные особенности применения реагента с целью повышения эффективности буровых работ.

Разработанный реагент был применен при бурении скважины № 709 Астраханского ГКМ в интервале 2155 – 3095 м. Согласно данным по солянокупольной тектонике, эта скважина расположена на восточном крыле Аксарай-

ской мульды, являющейся также и западным склоном Утигенского солянокупольного кряжа, где, при бурении надсолевых аргиллитоподобных глин неоген-палеогенового возраста, возникают осыпи и обвалы горных пород.

Перевод исходного рабочего бурового раствора в ингибирующий, на основе талового пека, осуществлялся вводом порошкообразного реагента КЛСП-Ингибитор в количестве 4 % масс непосредственно в желобную систему. Для последующих обработок бурового раствора готовили 20%-й водный раствор реагента или 10%-ную суспензию на рабочем растворе. Для приготовления водного раствора реагента использовали воду артезианских скважин, близкую по своему составу к водорастворимой части вскрываемых горных пород.

При обработке бурового раствора реагентом КЛСП-Ингибитор структурно-реологические показатели существенно не изменялись, но происходило уменьшение плотности от исходных 1,27 – 1,29 до 1,24 – 1,26 г/см³ в связи с увеличением пенообразования. После ввода в раствор пеногасителя Т-80 плотность восстанавливалась.

Лабораторные исследования фильтрата ингибирующего бурового раствора, при бурении глинистых отложений, содержащих прослойки соленосных пород, показали, что максимальное содержание кальций-иона в фильтрате достигало 5200 мг/л, концентрация магний-иона – 3900 мг/л и хлорида натрия – 267,0 г/л. В таких условиях используемый на АГКМ лигносульфонатный известково-калиевый буровой раствор теряет стабильность, что приводит к его частым обработкам реагентами-стабилизаторами.

За время бурения исследуемый буровой раствор имел стабильные показатели технологических параметров. Фильтрационные и структурно-реологические показатели практически не изменялись, несмотря на поступление выбуренной породы в раствор и проявление минеральной агрессии. Углубление скважины проходило без осложнений.

В результате выполненных работ было установлено, что расход модифицированного комплексного реагента КЛСП-Ингибитор на первоначальную обработку глинистого бурового раствора составил 4,0 – 5,0 мас.% от рабочего

объёма; на проходку 10 м терригенных горных пород 15–20 кг; на проходку 10 м карбонатных пород – от 10 до 15 кг. Увеличение расхода требовалось при вскрытии и проходке хемогенных пород, а также поступлениях минерализованных пластовых вод.

Для оценки полученных результатов экспериментального бурения интервала 2155 – 3095 м скважины № 709 в качестве базы сравнения были взяты фактические данные по бурению интервала 2320 – 3260 м скважины № 723 Астраханского ГКМ, сопоставимого по горно-геологическим условиям, технологии бурения и основным технологическим параметрам буровых растворов.

В таблице представлены сравнительные технические показатели бурения скважин на Астраханском ГКМ при использовании экспериментального ингибирующего бурового раствора с содержанием КЛСП-Ингибитор (скв. № 709) и традиционного известково-калиевого ингибирующего бурового раствора (скв. № 723).

Показатели	Скважина 723 (базовая)	Скважина 709 (эксперимент.)
Интервал бурения, м	2320 – 3260	2155 – 3095
Проходка, м	940	940
Метраж проработок ствола, м	4132	534
Время проработок ствола, ч	159,8	18,3
Время мехбурения, ч	484,5	414,1
Время приготовления и обработки бурового раствора, ч	254,7	150,4

Из приведенных данных следует, что применение реагента КЛСП-Ингибитор позволило значительно сократить затраты времени на проводку интервала 2155 – 3095 м скважины № 709. Время на механическое бурение и на проработку ствола по сравнению с базовой скважиной № 723 уменьшилось соответственно в 1,17 и в 8,73 раза. Значительно сократился метраж проработок ствола скважины. Существенная экономия достигнута также за счет снижения затрат времени на приготовление и химобработку бурового раствора.

Согласно данным кавернометрии сопоставимых интервалов базовой и экспериментальной скважин 723 и 709 установлено, что на экспериментальной скважине была обеспечена более высокая устойчивость стенки, что позволило приблизить диаметр ствола скважины к номиналу. Преимущество нового способа обработки бурового раствора проявилось в гораздо более эффективном регулировании его фильтрационных и реологических параметров, минимизации значений показателя увлажняющей способности, уменьшении количества и времени проработок. Факторами стабилизации ствола скважины также явились уменьшение количества выносимого шлама и размера его частиц при бурении и проработке.

Таким образом, использование бурового раствора, содержащего модифицированный реагент КЛСП-Ингибитор, в сложных горно-геологических условиях позволило значительно повысить эффективность бурения при существенном сокращении расхода материалов и реагентов. Экономический эффект по скважине № 709 Астраханского ГКМ, без учёта сокращения затрат на химреагенты, составил 2,7 млн. рублей в ценах 2006 года.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Разработан и испытан при бурении ингибирующий буровой раствор, содержащий модифицированные реагенты на основе талового пека, позволяющий предупредить гидратацию глинистых отложений в сложных горно-геологических условиях, на примере Астраханского газоконденсатного месторождения.

2. Показано, что проблему повышения устойчивости стенок скважин в глинистых отложениях нельзя решить путем применения ингибиторов одностороннего действия и для достижения максимального положительного эффекта необходима разработка ингибирующих систем буровых растворов, включающих комплекс разнонаправленных механизмов ингибирования.

3. Разработаны модифицированные составы комплексных реагентов-ингибиторов – КЛСП-Ингибитор и ОТП-Ингибитор, на основе остаточного

продукта химического производства – талового пека, применение которых позволило повысить устойчивость стенок глубоких скважин при бурении в глинистых отложениях Астраханского ГКМ.

4. Теоретически обоснован и экспериментально подтвержден высокий ингибирующий эффект совместного действия входящих в состав новых реагентов талового пека и традиционно используемых носителей активных катионов – хлористого калия и гашеной извести.

5. Определена и экспериментально доказана устойчивость систем ингибирующих буровых растворов, содержащих реагенты на основе талового пека, к полиминеральной и температурной агрессии, что позволило обеспечить возможность их эффективного применения в условиях высоких забойных температур Астраханского ГКМ.

6. Разработана и применена на практике технология приготовления порошкообразной формы комплексных модифицированных реагентов, позволяющая без существенных трудовых и временных затрат перевести традиционно используемый лигносульфонатный глинистый буровой раствор в высокоингибирующий.

7. В результате промысловых испытаний разработанного ингибирующего бурового раствора на скважине № 709 Астраханского ГКМ в интервале от 2155 до 3095 м получено значительное уменьшение затрат времени на бурение и проработку ствола скважины, а также снижение затрат времени на приготовление и химобработку бурового раствора. Экономический эффект по скважине составил 2,7 млн. рублей.

Основные положения диссертации опубликованы в работах автора:

1. Егорова Е.В., Пальчикова Л.С., Петрова Н.Н. Новый комплексный реагент специального назначения «КЛСП-Ингибитор» // Разведочное бурение на суше и континентальном шельфе России: сб. науч. тр. ОАО НПО «Бурение». - Краснодар, 2005. - С.117-122.

2. Егорова Е.В. Проблемы бурения неустойчивых глинистых пород на Астраханском газоконденсатном месторождении // НТЖ Строительство скважин на суше и на море. – 2006. - № 6. – с. 25-26.

3. Пуля Ю.А., Егорова Е.В. Проблемы бурения неустойчивых глинистых пород на Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ) // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. - 2007. - № 4 (13). – С. 52-55.

4. Пуля Ю.А., Егорова Е.В. Теоретические предпосылки применения ингибирующей добавки к буровым растворам на основе талового пека // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. - 2007. - № 4 (13). – С. 61-63.

5. Егорова Е.В. Исследование влияния реагентов КЛСП-Ингибитор и ОТП-Ингибитор на основные свойства бурового раствора // Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону: Материалы XII региональной науч.-тех. конф. – Ставрополь, 2008. – С. 86-89.

6. Егорова Е.В. Изучение ингибирующей способности реагентов на основе талового пека // Вузовская наука – Северо-Кавказскому региону: Материалы XII региональной науч.-тех. конф. – Ставрополь, 2008. – С. 195-198.

7. Егорова Е.В., Хнычкин Э.В. Опыт применения ингибирующего бурового раствора на основе КЛСП-Ингибитор для бурения глинистых отложений на АГКМ // Материалы XXXVIII научн.-техн. конф. по результатам работы профессорского и преподавательского состава, аспирантов и студентов СевКавГТУ за 2008 г. – Ставрополь: СевКавГТУ, - 2009. – С. 231-234.

8. Пуля Ю.А., Егорова Е.В. Выбор рецептур новых ингибирующих реагентов с использованием метода планирования эксперимента // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. - 2009. - № 1 (18). – С. 18-21.

9. Пуля Ю.А., Егорова Е.В. К вопросу оценки ингибирующей способности буровых растворов // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. - 2009. - № 1 (18). – С. 21-25.

10. Егорова Е.В. Разработка и исследование ингибирующих реагентов на основе талового пека для бурения глинистых отложений Астраханского ГКМ: сб. докл. 3-ей науч.-тех. конф. молодых работников и специалистов ООО «Газпром добыча Астрахань» – Астрахань. - 2009 – С. 99-104.

11. Егорова Е.В., Симонянц С.Л., Бутько А.В. и др. Применение ингибирующих химических реагентов для бурения глинистых отложений Астраханского ГКМ //Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2009. - № 4. – С. 3-5.

12. Егорова Е.В., Бутько А.В., Мнацаканов В.А. и др. Эффективность применения новых ингибирующих реагентов на основе талового пека при бурении на Астраханском ГКМ // НТЖ Строительство скважин на суше и на море. – 2010. - № 1. – С. 29-32.

Подписано к печати 16.02.10
Бумага офсетная
Тираж 100 экз.

Формат 60x90/16
Усл. п. л.
Заказ № 67

Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
119991, Москва, Ленинский проспект, 65
Тел. (499) 233-93-49