

На правах рукописи

МАНДЕЛЬ АЛЕКСАНДР ЯКОВЛЕВИЧ

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОФИЛАКТИКИ
ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН
НА ШЕЛЬФЕ СЕВЕРНЫХ МОРЕЙ**

Специальность 25.00.15 –
Технология бурения и освоения скважин

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

Уфа 2002

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете и ООО «Газфлот»

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор

Мавлютов М.Р.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор

Потапов А.Г.

кандидат технических наук

Исмаков Р.А.

Ведущее предприятие: ОАО «Сахалинморнефтегаз»

Защита состоится « 15 » марта 2002 г. в 15-30 часов на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете (УГНТУ) по адресу: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УГНТУ.

Автореферат разослан « _____ » _____ 2002 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук

Матвеев Ю.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Одной из важнейших задач топливно-энергетического комплекса России является крупномасштабное наращивание запасов углеводородов и ускоренная разработка вновь открытых месторождений. Эта проблема тесно связана с разведкой и освоением богатств акваторий и шельфа северных морей (Баренцево, Карское, Печорское). В этом свете актуальными становятся вопросы строительства скважин в регионах с суровыми климатическими условиями, тяжелой ледовой обстановкой, периодичностью выполнения большого объема работ как по подготовке буровых работ, так и по их проведению.

Несмотря на общность некоторых проблем бурения на шельфе и акваториях Севера в каждом регионе встречаются и специфические особенности.

Характерными осложнениями при проводке ствола и заканчивании скважин на шельфе Баренцева и Печорского морей являются:

а) переход высококоллоидальных глинистых пород в буровой раствор, его загущение, затяжки и прихваты инструмента, толстая глинистая корка, отсутствие сцепления цемента с горной породой;

б) низкая проницаемость карбонатного трещинно-кавернозного нефтеносного коллектора, требующая предупреждения ее глубокого загрязнения глинистым раствором, его твердой фазой и фильтратом;

в) наличие сероводорода;

г) низкие пластовые давления в трещинно-кавернозном карбонатном коллекторе, нормальное или несколько повышенное давление в нижележащем терригенном нефтегазовом пласте с высоким газовым фактором флюида. Все это обуславливает необходимость регулирования плотности, реологических и фильтрационных свойств раствора, его активности по отношению к разбуриваемым породам и пластовым флюидам, соответствия раствора условиям вскрытия интервалов несовместимости, оценки возможности преодоления этих трудностей применением новой технологии бурения с управляемой кольмата-

цией, разработки облегченных, расширяющихся, седиментационноустойчивых цементов. Необходимо обоснование требований к буровым и тампонажным растворам и разработка составов, их удовлетворяющих.

В этом аспекте заслуживает внимания разработка экологически чистых реагентов комплексного действия для буровых растворов, не только предупреждающих прихваты, затяжки, зависание, сальникообразование, но и предупреждающих потерю прочности породы стенок, а также препятствующих переходу шлама в буровой раствор, загущению его, снижению проницаемости ПЗП, коллектора.

Необходимо акцентировать внимание на переоценку конструкций скважин, на поиск оптимальных диаметров стволов под эксплуатационные и технические колонны, имея в виду ряд преимуществ некоторого увеличения их диаметров против традиционно сложившегося стремления к уменьшению диаметров скважин.

Цель работы. Научная разработка основ технологических решений в области буровых растворов и крепления стволов, направленных на повышение эффективности строительства скважин на шельфе северных морей.

Задачи работы.

1. Совершенствование рецептур полимерглинистых буровых промывочных растворов.
2. Разработка ингибированных карбонатных буровых промывочных растворов.
3. Разработка экологически безопасных средств облагораживания буровых промывочных растворов.
4. Совершенствование технологии крепления скважин.
5. Промысловая апробация разработанных технологических решений при строительстве скважин.

Научная новизна.

1. Реализован принцип целенаправленной многофункциональности при создании буровых промывочных растворов и средств управления их свойствами

применением реагентов комплексного (противоизносного, антифрикционного, пеногасящего, антикоррозионного и ингибирующего) действия.

2. Обосновано применение реагента на основе кубовых остатков синтетических жирных кислот для управления свойствами полимерглинистого раствора (патент РФ № 2138531), способствующего профилактике прихватов в скважинах, уменьшению коррозии и износа бурильного и породоразрушающих инструментов.
3. Обосновано применение реагентов на основе диоксановых гетероциклических и линейных многоатомных спиртов Т-92 и технических полигликолей (ТПГ), улучшающих качество вскрытия продуктивных пластов, способствующих антикоррозионной защите инструментов, профилактике загущения промывочных растворов, проявления неустойчивости стенок скважин.

Защищаемые положения.

1. Разработанные составы ингибированных буровых растворов для проходки интервалов карбонатных пластов с сероводородсодержащими флюидами и отложений глин.
2. Разработанные составы облегченных седиментационно-устойчивых расширяющихся цементов.
3. Технологии подготовки ствола к креплению.
4. Разработанные составы многофункциональных реагентов для буровых растворов.
5. Рекомендации по увеличению диаметра ствола скважины при проводке горизонтальных участков.

Практическая ценность и реализация результатов работы.

Для строительства скважины на шельфе северных морей разработаны:

1. Рецептуры ингибированных полимерглинистых промывочных растворов с улучшенными показателями технологических свойств.
2. Рецептуры безглинистых карбонатных и карбонатно-глинистых промывочных растворов.

3. Реагенты комплексного действия для облагораживания промывочных растворов.
4. Рецептуры облегченных тампонажных растворов.
5. Технология усовершенствованной гидродинамической волновой обработки стенок ствола скважин.

При бурении скважин внедрены ингибированные растворы на морской воде, реагенты Т-80 и ТПГ. Организован выпуск и успешно испытаны опытные партии облегченного безусадочного цемента. Разработки диссертации вошли в технические проекты на бурение скважин, открывших крупное газовое месторождение в Обской Губе.

Апробация работы.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: Ш, 1У, У Международных конференциях «Освоение шельфа Арктических морей России» (СПб, 1997, 1999, 2001 гг.); на II Международном симпозиуме «Наука и технология углеводородных дисперсных систем» (Уфа, октябрь, 2000 г.); на республиканской конференции «Научные проблемы Волго-Уральского нефтегазового региона. Научные и естественные аспекты» (г. Октябрьский, ноябрь, 2000г.); ежегодно в 1988-2001 гг. на семинарах кафедры бурения УГНТУ; ежегодно в 1997-2001 гг. на техсоветах РАО «Газпром» и ГУП «Арктикморнефтегазразведка».

Публикации по теме диссертации. Основные вопросы, рассмотренные в диссертации, изложены в 19 печатных работах.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, шести глав, основных выводов и рекомендаций. Работа включает 195 страниц машинописного текста, рис., табл., библиографический список содержит 168 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении показана актуальность направления исследований и сформулирована цель диссертационной работы.

В первой главе приведены анализ условий бурения и обзор работ отечественных и зарубежных исследований в области решения различных технологических задач применительно к строительству глубоких скважин на шельфах Северных морей. Показано, что условия строительства скважин в данном регионе имеют следующие специфические особенности:

1. Неустойчивость ствола скважины в терригенных песчано-глинистых отложениях; течение монтмориллонитовых глин при их переувлажнении; осыпание слаболитифицированных глин, аргиллитов при ослаблении их проникшим фильтратом глинистых растворов, при механических и гидродинамических колебаниях, эрозионное разрушение стенок скважин высокоскоростным потоком маловязкой промывочной жидкости; гидроразрыв пластов при спуско-подъемных операциях, восстановлении циркуляции, пуске насосов, цементировании тампонажными материалами с большим водоотделением и нормальной плотностью.

2. Избыточное загущение бурового раствора шламом монтмориллонитовых и других глин, особенно быстро и в большом объеме переходящими в буровой раствор при их дополнительном деформировании и диспергировании с образованием новых физико-химически активных поверхностей при воздействии на них пересекающихся высокоскоростных струй, истекающих из насадок гидромониторных долот и гидроизлучателей.

Высокая концентрация активированных глинистых частиц обуславливает их интенсивное взаимодействие, слипание, образование сгустков не только в проницаемых каналах пласта, на стенке ствола скважины, увеличивая толщину фильтрационной корки за счет адгезии, но и в объеме, вызывая сальникообразования, затяжки, прихваты, ухудшая эффективность удаления шлама в очистных устройствах.

Особенно интенсивно проявятся эти негативные явления при высоких механических скоростях проходки и недостаточно больших расходах промысловой жидкости. Причем в отличие от бурения на суше, при бурении в акватории, на шельфе при необходимости собирать шлам, буровой раствор, транспортировать, обезвреживать, утилизировать их на материке у буровиков ограничены возможности разбавления загущенных глинистых растворов. В то же время ограничения, накладываемые ледовой обстановкой, требуют высоких механических и рейсовых скоростей, большой проходки на долото.

Ограниченность площади на буровой платформе или буровом судне лимитирует и число, и комплектность системы очистки бурового раствора от шлама. Это условие накладывает дополнительные требования ко всей циркуляционной системе, буровым насосам, манифольду. С другой стороны, вновь строящиеся или получаемые по заказу буровые платформы не должны ограничивать комплектование оптимального набора специального оборудования.

3. При разведке и разбуривании группы месторождений нефти и газа в Печорском заливе, аналогичных Варандей-море, Варандей – суша, Южно-Долгинское и Северо-Долгинское, верхняя часть разреза которых до 2000 м сложена мощной толщей карбонатов, а нижние 2000 м – толщей терригенных пород, существует проблема совместимости бурового раствора с различными породами. Актуальной является проблема разработки ингибированных растворов для вскрытия продуктивной и непродуктивной терригенной толщ с переходящими в раствор и загущающими его глинами и одновременно пригодных и для вскрытия карбонатной частично ангидритовой толщи с поступлением шлама известняков, доломитов, ангидритов, поставляющих в буровой раствор кальций. Проводка скважин на глубину 4100 - 4200 м требует предупреждения образования толстых корок, сальников, затяжек и прихвата инструмента, обеспечения плотного контакта цемента с горной породой.

Поровый, трещинно-кавернозный карбонатный коллектор обуславливает необходимость защиты продуктивного пласта от глубокого проникновения бурового раствора, его твердой фазы и фильтрата, а в случае проникновения твер-

дой фазы требует использования таких составов растворов, которые могли бы надежно удаляться при освоении. Например, кислотной обработкой, наложением депрессии и колебаний давления.

При подборе химических реагентов для получения буровых растворов с надлежащими технологическими параметрами и для их дообработки в процессе проводки скважины также требуется соблюдение всех регламентов рыбнадзора, горно-технической инспекции и других контролирующих органов. Поэтому часть химических реагентов, эффективно применяющихся при бурении на суше, не могут использоваться при бурении на шельфе, на Севере с его чрезвычайно уязвимой природой и слабой способностью ее к восстановлению при экологических нарушениях.

4. Известными трудностями при креплении скважин на шельфе остаются недостаточно полное и равномерное заполнение за колонного пространства цементным раствором, недовытеснение бурового раствора цементным, усадочность цементного камня, недостаточно полное сцепление цементного камня с породами стенок, необходимость облегчения тампонажного раствора путем повышения водосодержания с вытекающими отсюда последствиями - относительно высокая проницаемость и коррозионная нестойкость, недоподъем цементного раствора.

5. Требуется корректировка выбора диаметра основного ствола скважины с целью предупреждения ряда осложнений, повышения качества разобщения пластов, облегчения спуска промежуточной обсадной колонны, ускорения подготовки ствола к креплению, обеспечения возможности рентабельной разработки многопластовых месторождений с недостаточно высокими коллекторскими свойствами пластов для одновременно раздельной их эксплуатации многорядными скважинами, углубления скважины и проводки дополнительных боковых стволов с достаточно большим, эффективным диаметром.

Таким образом, при бурении скважин на шельфе северных морей чисто технологические проблемы переплетаются с организационными, экологическими и техническими проблемами.

Поэтому для специфических разрезов и конструкций шельфовых скважин требуются разработки новых или модифицирование известных технологий, а для разрезов, аналогичных разбуриваемым на материке, необходимы научно-обоснованные, экономически выверенные усовершенствования технологий и технических средств.

Во второй главе рассмотрены вопросы методологии испытаний. Решение поставленных в диссертационной работе задач проведено с использованием экспериментальных лабораторных и промысловых методов испытаний. Лабораторные исследования буровых промывочных и тампонажных растворов включали экспериментальное изучение их технологических свойств в зависимости от состава и соотношения компонентов дисперсной фазы и дисперсионной среды с применением стандартных методик и приборов. Для изучения влияния триботехнических свойств буровых промывочных растворов на изнашивание замков бурильных труб, элементов опор и вооружения шарошечных долот проведен анализ существующих машин трения и соответствующих методик, который позволил выбрать хорошо апробированные в нефтепромысловом деле методы испытаний, базирующиеся на физическом моделировании процессов изнашивания материалов пар трения применительно к буровой технологии. При разработке средств улучшения противоизносных, противозадирных и антифрикционных свойств промывочных растворов при изнашивании пар трения «горная порода-металл» и «металл-металл» использованы разработанные в УГНТУ машины трения АИ-3, ИС-1р и Экспресс-1. Оценка противоприхватных свойств промывочных растворов проведена с использованием прибора КТК-2, совместимость реагентов оценивалась по диспергируемости их в промывочных жидкостях визуально и по пенообразованию измерением плотности раствора до и после ввода реагента при определенной интенсивности перемешивания смеси.

При разработке и исследовании физико-химической активности реагентов комплексного действия к промывочным растворам применены следующие экспериментальные методы испытаний:

1. Изучение влияния реагентов на поверхностное натяжение на границе «жидкость-воздух». Использован метод Ребиндера.

2. Изучение влияния реагентов на поверхностное натяжение на границе «вода-углеводородная жидкость». Использован сталагмометрический метод.

3. Изучение влияния реагентов на работу выхода электрона для долотной стали измерением контактной разности потенциалов между эталонным и исследуемым электродами. Использован метод Маркова.

4. Изучение влияния промывочных растворов на степень набухания бентонитовой глины методом Жигача-Ярова.

5. Изучение антикоррозионных свойств промывочных растворов потенциостатическим и гравитационным методами с использованием приборов ПИ-50-1 и АП-1 соответственно.

6. Изучение влияния степени дисперсности карбонатной фазы на технологические свойства безглинистого карбонатного раствора. Используются методы дезинтеграторной технологии диспергирования твердой фазы и седиментационного анализа степени дисперсности карбонатного шлама с применением весов Фигуровского.

В целом методология проведения экспериментальных исследований включала поэтапное изучение совместимости реагентов комплексного действия с базовой промывочной жидкостью, физико-химических особенностей проявления многофункциональности реагентов, технологических свойств промывочных и тампонажных растворов и промысловые испытания наиболее перспективных рецептур и технологических рекомендаций.

При проведении лабораторных экспериментов использовались базовые модели реальных составов промывочных жидкостей и тампонажных растворов, образцы кернов с пробуренных скважин на месторождении Варандей-море, образцы морской воды. В необходимых случаях опыты проводились и обрабатывались с применением методов планированного эксперимента и вариационной статистики.

Третья глава посвящена разработке буровых промывочных растворов с улучшенными технологическими свойствами. В основу разработки новых составов растворов для бурения скважин на шельфах морей положены представления об общности механизмов доминирующих взаимодействий в системах «металл-среда-горная порода», сопровождающих процессы потери устойчивости стволов и прихватов в скважинах, снижения естественной проницаемости продуктивных коллекторов, коагуляционного загущения растворов и коррозии глубинного оборудования. Изложенные в данной главе результаты исследований были получены при разработке двух направлений: 1) совершенствование рецептур полимерглинистых промывочных растворов и 2) разработка карбонатных ингибированных промывочных растворов.

Улучшение качества полимерглинистых растворов достигнуто научно обоснованным подбором средств их смешанного, ионного и неионного ингибирования. Для ионного ингибирования предложено использовать традиционно применяемые с этой целью хлориды калия и кальция. Дополнительное, неионное, ингибирование осуществляется, и это является особенностью нашей работы, комбинацией реагентов на основе полимеров полисахаридов и смеси линейных и гетероциклических спиртов. Причем в качестве последних использованы соединения, устойчивые к агрессии таких сильных коагуляторов, как катионы калия, кальция и магния, в значительных количествах содержащихся в пластовых водах скважин шельфов северных морей.

В качестве спиртсодержащих продуктов рекомендовано использовать реагенты Т-80 (Т-92) и технические полигликоли (ТПГ). Исследования показали, что указанные реагенты обладают многофункциональным действием по отношению к промывочным жидкостям, горным породам и металлам, отличаются повышенной биоразлагаемостью и экологической безопасностью. Характерным для спиртовой функциональной группы являются ее известные в технике водовытесняющая и водопоглощающая способности, а благодаря положительному суммарному электронному эффекту она, можно предположить, способна образовывать прочные связи с поверхностью глинистых пород, экранировать их и

уменьшать набухание монтмориллонитовых глин. Последнее подтверждается и нашими опытами.

Реагенты Т-80 (Т-92) и ТПГ оказывают положительное влияние на качество вскрытия продуктивных пластов не только из-за способности ингибировать (гидрофобизировать) глинистые породы, но и благодаря своей поверхностной активности. Снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз (пластовая нефть – фильтрат бурового раствора) позволяет повысить степень сродства между ними, облегчить многофазное течение, что особенно важно для вызова притока из пласта. В табл. 1 приведены результаты измерения поверхностного натяжения водных растворов различных ПАВ на границе с керосином и воздухом.

Таблица 1

Поверхностное натяжение водных растворов ПАВ
на границе с воздухом и керосином

ПАВ	Границы раздела	σ , Н/м при концентрации реагентов, %									
		0	0,05	0,1	0,25	0,5	1	2	3	4	5
ОП-10	Вода-керосин (октан)	52				38	31	21	13	12	12
ТПГ		52				35	28	19	12	10	9
Т-80		52		42	28	18	20	15	17	17	20
ОП-10	Вода-воздух	73	42	41	40,5	39,5	37				
ТПГ		73	50	48	45,5	45	45,5				
Т-80		73	47	44	43,5	42	39,5				
Саополь		73	57	50	49	48	47				

Из табл. 1 видно, что поверхностная активность Т-80 и технического полигликоля примерно одинаковая и сопоставима с ПАВ ОП-10 и саополь. Из приведенных данных также следует, что при вскрытии продуктивного пласта концентрацию ТПГ в буровом растворе необходимо поддерживать на уровне не менее 3-5%, а Т-80 – 0,5-0,75%.

Способность глин к набуханию, адгезионному взаимодействию с поверхностями стенок ствола и бурильных труб может привести к различным осложнениям процесса бурения, к ухудшению качества вскрытия продуктивных пластов. Причем опасность этих и других отрицательных явлений возрастает с увеличением концентрации глинистых частиц в растворе. Поэтому нами изучена возможность ограничения концентрации частиц глины в буровом растворе вплоть до полной замены ее карбонатами. Показано, что комбинирование глинистой дисперсной фазы с карбонатной или приготовление безглинистого карбонатного раствора позволяет резко уменьшить абсолютное содержание числа склонных к коагуляции частиц в растворе. Это способствует улучшению показателей работы долот, уменьшению расхода химреагентов и в целом улучшает технико-экономические показатели бурения. В то же время за счет несложной декольматации продуктивного пласта применением кислотной обработки удастся лучше сохранить коллекторские характеристики продуктивных пластов, сократить время освоения и повысить продуктивность скважин.

Достоинством безглинистых карбонатных растворов (БКР) является также устойчивость их к воздействию минеральных солей, вода для приготовления растворов может быть любой степени минерализации. В известной мере улучшается при этом и плотность контакта цементного камня с глинисто-меловой или меловой коркой и породами стенок.

В табл. 2 приведены рецептуры и параметры некоторых составов БКР, перспективных для бурения скважин на шельфах северных морей.

Выполненные исследования показали хорошую совместимость БКР с Т-80 (Т-92) и ТПГ, высокую стабильность его, несмотря на, в целом, низкие показатели структурно-механических свойств. Последнее не должно, на наш взгляд, создавать трудности при бурении скважин в связи с неизбежным переходом части мелкодисперсного глинистого шлама в БКР и усилением за счет этого его структурно-механических свойств. Исследования также показали, что дезинтеграторная технология подготовки карбонатной дисперсной фазы БКР

позволяет в 1,5-2 раза уменьшить расход дефицитного и дорогостоящего реагента понизителя фильтрации КМЦ.

Таблица 2

Управление параметрами БКР различными методами

Состав раствора	Параметры						
	ρ , кг/м ³	УВ ₁₀₀ , с	ПФ ₃₀ , см ³	η , мПа·с	τ , дПа	СНС, дПа	
						P ₁	P ₁₀
1. МВ +10% КСІ+ +4% ТПГ+2,5% КМЦ+ +1% ЖС	1100	58	7	35,4	42	3,3	3,3
2. №1+1% ЖС	1100	н/т	8	67	90	26,4	66
3. №2+0,05% НТФ	1160	21	10	45,5	45,8	6,6	6,6
4. МВ+10% КСІ+0,5% КМЦ+0,5% КССБ+0,5% ФХЛС+2% КШ+2% ГП	1140	7	9	9,85	55,9	13,0	18,0
5. МВ+10% КСІ+1% КМЦ+1% КССБ+1% ФХЛ С+8% CaCl ₂ + 4% Na ₂ CO ₃	1150	9	9	22,5	34,9	3,3	3,3

Примечание. ГП – глинопорошок; ЖС – жидкое стекло; КШ – карбонатный шлам

В четвертой главе приводятся результаты разработки реагентов целенаправленного многофункционального действия для буровых промывочных растворов. На основе существующих теоретических представлений о механизмах доминирующих взаимодействий в системах «буровой раствор – металл», «буровой раствор – горная порода» и «буровой раствор – пластовый флюид», а также с учетом специфических особенностей распространенных функциональных групп в органических соединениях был проведен поиск и выполнены экспериментальные исследования эффективных для буровой технологии химических реагентов на основе синтетических жирных кислот (СЖК) и спиртов.

С целью снижения прихватоопасности в скважинах, уменьшения коррозии колонн, скважинного оборудования и износа бурильного и породоразрушающего инструментов разработаны легированные присадками и омыленные по специальной технологии реагенты на основе СЖК (патент РФ № 2138531). В табл. 3 приведены в качестве примера показатели триботехнических свойств полимерглинистого раствора (ПГР) без добавок и с добавками используемой в бурении скважин рыбожировой смазки (РЖС) и разработанных нами реагентов на основе СЖК.

Таблица 3

Влияние легированных смазочных добавок на
противоизносные и антифрикционные свойства ПГР

Раствор	Скорость изнашивания стали (числитель), мм/ч и коэффициент трения (знаменатель) пары сталь- доломит при интенсивности нагрузки, Н/мм				
	300	600	900	1200	1500
ПГР	0,13/0,16	0,96/0,20	1,46/0,21	1,8/0,21	2,8/0,22
ПГР+0,3%Na-КОСЖК	0,07/0,11	0,08/0,11	0,20/0,10	0,36/0,10	0,42/0,09
ПГР+0,3% ЛСЖК-360	0,018/0,11	0,06/0,10	0,12/0,10	0,245/0,10	0,32/0,09
ПГР+0,3%ЛСЖК-МЭА	0,11/0,16	0,13/0,13	0,2/0,12	0,42/0,12	0,61/0,12
ПГР+0,3% ЛСЖК-21	0,01/0,07	0,015/0,07	0,016/0,075	0,02/0,08	0,05/0,09
ПГР+0,5% РЖС	0,018/0,12	0,055/0,115	0,11/0,11	0,23/0,10	0,34/0,09

Из табл. 3 видно, что смазочные добавки ЛСЖК существенно улучшают триботехнические показатели ПГР, а ЛСЖК-21 превосходит и смазочную добавку РЖС.

Выполненные исследования также показали, что рекомендованные нами для ионного ингибирования растворов и улучшения качества вскрытия продуктивных пластов реагенты на основе спиртов Т-80 (Т-92) и ТПГ способны решать и ряд других полезных для буровой технологии задач. Эти реагенты активно взаимодействуют с поверхностью стали благодаря способности к водовытеснению и проявлению электронодонорных свойств, эффективно защищают

инструмент от коррозии и износа в различных средах, включая и сероводородсодержащие среды. В табл. 4 приведены результаты измерения контактной разности потенциалов для долотной стали в различных средах.

Таблица 4

Характеристика электронодонорно-акцепторных свойств различных реагентов

Раствор	Δ КРП в мВ
Вода техническая (ВТ) + 1% Т-92	+ 114
ВТ + 1% ТПГ	+ 214
ВТ + 1% КЧНР	+ 390
ВТ + 0,5% Т-92 + 0,5% ТПГ	+ 228
Вода сероводородная (ВС) + 1% КЧНР	+ 70
ВС + 1% Т-92	+ 90
ВС + 1% ТПГ	+ 180

Из табл. 4 видно, что реагенты Т-92 и ТПГ проявляют электронодонорные, пластифицирующие свойства, причем фактически сохраняют их и при поступлении в воду сероводорода. Поглощительная способность реагента Т-92 по отношению к сероводороду показана в табл. 5, из которой видно, что при поступлении в техническую воду сероводорода скорость коррозии возрастает почти в 5 раз. Удовлетворительно защищают от коррозии долотную сталь в технической воде реагенты ИКБ-4 и КЧНР. Высокими защитными свойствами в этих условиях обладает реагент Т-92. В сероводородной воде реагент КЧНР теряет защитные свойства, а реагенты ИКБ-4 и Т-92 имеют степень защиты соответственно 30 и 84 % по отношению к коррозии стали в сероводородной воде.

Как видно из приведенных результатов опытов, лишь реагент класса 1,3 диоксанов Т-92 полностью нейтрализует агрессивное действие сероводорода по отношению к долотной стали и обеспечивает степень ее защиты 95% по отношению к водопроводной воде. Это позволяет существенно улучшить и износостойкость долотной стали.

Антикоррозионные свойства различных реагентов

Среда	Относительная скорость коррозии	Степень защиты, % по отношению к воде	
		технической	сероводородной
Вода техническая (ВТ)	1	-	-
Вода сероводородная (ВС)	4,75	-	-
ВТ + 1% ИКБ-4	0,5	50	-
ВТ + 1% КЧНР	0,58	42	-
ВТ + 1% Т-92	0,08	92	-
ВС + 1% ИКБ-4	3,33	-	30
ВС + 1% КЧНР	4,75	-	0
ВС + 1% Т-92	0,75	95	84

Таким образом, выполненные исследования показали, что для успешной проводки скважин на шельфах северных морей промывочные растворы на водной основе целесообразно облагораживать реагентами комплексного действия ЛСЖК-21, Т-92 и ТПГ, позволяющими улучшать триботехнические свойства растворов и показатели работы долот, уменьшать опасность затяжек и прихватов колонн и приборов в скважинах, противодействовать проявлению неустойчивости терригенных горных пород, загущению раствора коррозионным воздействием агрессивных сред, в т.ч. сероводорода, а также улучшать качество вскрытия продуктивных пластов.

В пятой главе приводятся результаты исследований по совершенствованию технологий крепления скважин на шельфах, разрезы которых, как отмечалось выше, осложнены наличием многолетнемерзлых неустойчивых терригенных пород и др. С учетом этих и других специфических особенностей строительства скважин на шельфе северных морей нами обоснованы требования к свойствам тампонажных цементов и растворов, разработана технология подго-

товки стволов скважин к цементированию на основе метода регулируемой кольматации.

При этом особое внимание уделено разработке облегченных тампонажных смесей, обладающих эффектом расширения.

Нами изучались составы с добавкой золы как наиболее технологичные в приготовлении. Используемая в ходе экспериментов облегчающая добавка-зола имела следующий химический состав: CaO –25-27%; MgO –2,5-3%, SiO₂–35-39%, Al₂O₃ –10-12%; Fe₂O₃-4,5%; K₂O=0,5-6,5%, Na₂O≤ 0,2%. В качестве расширяющих добавок применялись негашеная известь (CaO) и периклаз MgO, обожженный при температуре 1200 °С. Применительно к конкретным условиям экспериментально была получена рецептура тампонажного материала с содержанием 30-40% золы. Получаемые при этом растворы имеют плотность 1500 кг/м³, седиментационно-устойчивы и имеют расширение 0,5-0,6%. Дополнительное расширение обеспечивалось также добавкой комплексной соли, вводимой в жидкость затворения в количестве 4 - 5%.

Также была исследована возможность снижения водоотдачи облегченных тампонажных материалов. Лучшие результаты получены с использованием реагента ВПК-402 (4%), позволившего снизить водоотдачу с 450 до 90 см³/30 мин. Кроме того, установлено, что добавка ВПК-402 улучшает реологические параметры цементного раствора и позволяет снизить гидравлические сопротивления при цементировании.

Как показывает опыт цементирования, качество крепления скважины обеспечивается не только свойствами тампонажного цемента, но и подготовкой ствола скважины к спуску и цементированию обсадных колонн. Мы полагаем, что наиболее эффективным является регулируемая кольматация. Обоснована целесообразность применения при проводке скважин в Обской губе устройств, создающих струи, пересекающиеся в горизонтальной плоскости под углом 90°. Для обеспечения фиксируемого удаления точки пересечения струй от стенки скважины и увеличения амплитуды колебаний давления рекомендовано осна-

шение кольматирующих устройств тремя – четырьмя центрирующими лопастями.

В шестой главе приведены результаты промысловых испытаний рекомендаций диссертационной работы по совершенствованию конструкции скважин, рецептурам буровых промывочных растворов, технологий применения регулируемой кольматации и облегченных безусадочных цементов.

Рекомендации и предложения по результатам выполненных исследований использовались при бурении скважин на шельфовых месторождениях. Широкое применение нашли ингибированные буровые растворы на основе морской воды. При морском бурении значительное распространение нашел реагент Т-80 (Т-92).

Рекомендации о целесообразности бурения под кондуктор диаметром 245 мм долотом диаметром 311,2 мм были заложены в проекты и реализованы при строительстве разведочных скважин Северо-Каменномысская № 1 и Каноменномысская №1. При проходке стволов были применены новые технологии с промывкой буровыми растворами с введенными в них техническими полигликолями, в ряде интервалов – повышенные расходы для очистки ствола, а также использованы новые гидродинамические излучатели-кольмататоры со струями, пересекающимися в горизонтальной плоскости. Увеличение диаметра ствола под кондуктор вместо традиционно применяющегося диаметра 295,4 мм на 311,2 мм в сочетании с другими нашими разработками способствовало снижению прихватов и затяжек, потерь давления при промывке, колебаний давления при СПО, интенсивности поглощений до несущественных, экономии времени (8-10ч) на спуск обсадной колонны, улучшению качества цементирования. Выбранный зазор между колонной и стенками скважины обеспечил снижение гидравлических потерь и поднятие цементного раствора за колонной на проектную высоту при турбулентном режиме, а также создание герметичного цементного кольца в заколонном пространстве. По данным АКЦ качество цементирования хорошее. Хорошее и удовлетворительное сцепление цементного кольца с породой и колонной составляет 80% интервала подъема цементного

раствора. Заколонных газопроявлений не замечено. На скважине, законченной испытанием, получен приток газа с производительностью 800000 м³/сут.

Основные выводы и рекомендации

1. Изучением геологического строения разведываемых и разрабатываемых месторождений шельфа Баренцева (Печорская Губа) и Карского (Обская Губа) морей, анализом имеющейся информации о бурении в этих регионах установлены специфические особенности строительства скважин:

- короткий период работ и необходимость скоростного строительства скважин; проявления неустойчивости горных пород;
- недопустимо высокий уровень загущения глинистого раствора при высоких механических скоростях проходки;
- недоподъем цементного раствора, недостаточная связь цементного камня с породами стенок; высокая вероятность прихватов, посадок и затяжек инструмента и обсадных колонн; низкое качество вскрытия продуктивных пластов.

2. Обоснованы требования к составу и свойствам буровых и тампонажных растворов.

3. Разработана технология бурения с применением гидродинамических излучателей для предупреждения осложнений и повышения качества вскрытия нефтяных и газовых пластов как для условий бурения на шельфе Баренцева (толстые карбонатные и терригенные отложения), так и на шельфе Карского (терригенные отложения) морей.

4. Разработаны составы и рецептуры ингибированных карбонатных буровых растворов, включающих реагенты многофункционального назначения.

5. Разработаны ингибирующие глинистые растворы с применением высоких концентраций (до 30-40%) смесей многоатомных спиртов – полигликолей и 1,3 диоксанов, обеспечивающих предупреждение избыточного загущения раствора, качественное вскрытие продуктивных пластов благодаря предупреждению диспергирования и набухания глинистой фазы пород коллектора, ослаб-

лению капиллярных эффектов вследствие гидрофобизации поверхности пор, снижения поверхностного натяжения на границе фильтрат бурового раствора – нефть, снижению вязкости нефти.

6. Разработаны составы тампонажных цементов, обеспечивающих получение облегченных цементных растворов с плотностью $1,6 \text{ г/см}^3$, твердеющих при низких температурах с образованием расширяющегося до 0,5% и прочностью 1,6 ... 2,0 МПа при твердении в нормальных условиях низкопроницаемого коррозионностойкого камня.

7. Разработана технология усовершенствованной гидродинамической волновой обработки стенок ствола скважины при подготовке к спуску обсадной колонны.

8. Показана целесообразность увеличения диаметра долота при бурении под промежуточную техническую колонну с 295,4 до 311,2 мм в целях снижения вероятности затяжек и прихватов инструмента, обсадной колонны.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Буровой раствор на основе морской воды для бурения на шельфе/ Э.В.Серебрянникова, Г.В.Шишкова, Р.Б.Малхасьян, А.Я. Мандель, О.Е. Зотов //Нефтяное хозяйство.- 1991. - № 10.- С. 23-24.
2. Булатов А.И., Гераськин В.Г., Мандель А.Я. Определение прочностных свойств горной породы в процессе бурения наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием на Кущевском подземном хранилище газа (ПХГ) предприятия «Кубаньгазпром». СКО Российской Инженерной Академии//Гипотезы, поиск, прогнозы: Сб. научн. тр.-Краснодар, 1996 – С. 31-38.
3. Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г., Злоказов А.В., Мандель А.Я., Мордовин В.А., Сутак В.М., Шостак Л.В. Некоторые задачи проектирования и управления траекторией ствола скважины с горизонтальным окончанием. СКО Российской Инженерной Академии//Гипотезы, поиск, прогнозы: Сб. научн. тр.- Краснодар, 1997. – С. 71-79.

4. Макаренко П.П., Мандель А.Я., Гераськин В.Г., Проселков Е.Б. Определение площади контакта УБТ со стенкой скважины// Газовая промышленность.- 1997. - № 1.-С. 18-20.
- 5.Макаренко П.П., Булатов А.И., Мандель А.Я., Гераськин В.Г. Определение объема скважины// Газовая промышленность. – 1997. - №3. –С.12-13.
6. Агзамов Ф.А., Каримов И.Н., Каримов Н.Х., Мандель А.Я. Тампонажные материалы и технология крепления скважин на морских месторождениях.//Освоение шельфа Арктических морей России. Тр. третьей международной конференции:СПб, 1997.- С..454-460.
7. Никитин Б.А., Вовк В.С., Мандель А.Я., Мирзоев Д.А. Технико-экономический доклад (ТЭД) по освоению нефтяного месторождения «Варандей море». Там же – С.114-133.
8. Агзамов Ф.А., Каримов И.Н., Каримов Н.Х., Мандель А.Я. Расширяющие и напрягающие цементы// Освоение шельфа Арктических морей России. Тр. четвертой международной конференции:СПб, 1999.- С.39-44.
9. Никитин Б.А., Вовк В.С., Мандель А.Я., Мирзоев Д.А., Мансуров М.Н. Основные принципы обустройства месторождения «Варандей-море» - Там же. – С. 51-56.
10. Матишов Г.Г., Зуев А.Н., Сочнев О.Я., Шпарковский И.А., Вовк В.С., Рабкин В.М., Мандель А.Я. Воздействие на окружающую среду поисково-оценочных работ на нефть и газ в Печорском море - Там же.- С. 384-392.
11. Шibaкин С.И., Мандель А.Я. Установка гравитационных платформ на естественное основание - Там же. – С. 163-167.
12. Матишов Г.Г., Муравейко В.М., Сочнев О.Я., Шпарковский И.А., Мандель А.Я., Ефремкин И.М. Оценка возможности размещения отходов бурения на дне Печорского моря - Там же. – С. 301-308.
13. Облагораживание буровых промывочных растворов реагентами комплексного действия/ А.Я.Мандель, Б.А.Никитин, М.Р.Мавлютов и др.// Научные проблемы Волго-уральского нефтегазового региона. Технические и естественные аспекты.- Т.1.- Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. - С. 55-56.

14. Разработка реагента для регулирования технологических свойств буровых растворов/ Т.Д.Дихтярь, Р.Т. Шайхутдинов, Г.В.Конесев, Р.А.Мулюков, А.Я.Мандель // Наука и технология углеводородных дисперсных систем: Материалы Второго Международного симпозиума.- Т.1 – Уфа: Изд-во «Реактив», 2000.- С. 71-73.
15. Управление свойствами безглинистого карбонатного раствора для вскрытия продуктивных пластов/ А.Я.Мандель, М.Р.Мавлютов, Г.В.Конесев, Г.К.Чуктуров //Прогрессивные технологии в добыче нефти.- Уфа, 2000.- С.118-124.
16. Бурджибалян А.С., Мандель А.Я., Акопян Э.Б. Устройство для измерения диаметра трехлопастных элементов компоновки бурильной колонны. Заявлено 28.04.1999 № гос. рег 99108265.
17. Бурджибалян А.С., Мандель А.Я., Акопян Э.Б. Устройство для удаления промывочной жидкости из внутритрубного пространства при подъеме бурильных труб. Заявлено 21.04.1999 № гос. рег 99107613.
18. Патент на изобретение № 2138531РФ. Смазочная добавка для глинистых буровых растворов и способ ее получения. / Р.А.Мулюков, Г.В.Конесев, Л.Г.Шакиров, Т.Д.Дихтярь, Э.Л.Байназарова, М.Р.Мавлютов, А.Я.Мандель. /Опубл. 27.09.99. //БИ.- № 27.- С.
19. Патент на изобретение № 2145580 РФ. Установка для обезжиривания и утилизации бурового шлама./ А.Я.Мандель, Э.Б.Акопян, А.С.Бурджибалян. /Опубл. 20.02.00. //Б.И.- № 5.-С.

Соискатель

Мандель А.Я.