

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»

На правах рукописи



КРАВЧУК Михаил Владимирович

**ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ
ОСНОВЕ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН
ГИДРОМОНИТОРНЫМИ ДОЛОТАМИ**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

**Диссертация
на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Научный руководитель:
кандидат технических наук,
доцент Логачёв Ю.Л.

УХТА – 2017

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1 ОБЗОР СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ТЕХНОЛОГИЯ ПРОМЫВКИ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ	7
1.1 Применение растворов на водной и углеводородной основе	7
1.2 Анализ механизма взаимодействия бурильной колонны со стенкой скважины	22
1.3 Анализ критериев эффективности промывки забоя скважин	26
1.4 Постановка задач исследований	38
ГЛАВА 2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ	42
2.1 Компонентный состав растворов на углеводородной основе	42
2.2 Промысловый эксперимент и обработка результатов исследований	49
ГЛАВА 3 РАСЧЕТ УСИЛИЙ ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ПРИЖАТИИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ К СТЕНКЕ СКВАЖИНЫ	63
3.1 Подходы по оценке усилий возникающих при взаимодействии бурильной колонны с горной породой	63
3.2 Оценка влияния дифференциального давления на гидравлические усилия прижатия бурильной колонны к стенке скважины и силу трения	66
3.3 Промысловые исследования влияния свойств бурового раствора на прижатие бурильной колонны к стенке скважины	72
ГЛАВА 4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ	84
4.1 Оценка свободного распространения струи в межшарошечном пространстве трехшарошечных долот	84
4.2 Промысловые исследования распространения гидромониторных струй в межшарошечном пространстве трехшарошечных долот	93
4.3 Совершенствование методики проектирования промывки забоя в условиях стесненности гидромониторных струй	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	111
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	113

ВВЕДЕНИЕ

Нарастание скоростей углубления нефтяных и газовых скважин при одновременном усложнении их траектории, горно-геологических условий проводки стволов, высокой стоимости материалов и сервисного сопровождения требуют постоянного поиска путей снижения себестоимости проходки и затрат времени путем оптимизации режимов бурения, типа и параметров промывочных жидкостей, способов повышения надежности и эффективности применяемых технологий. Первым шагом в повышении ТЭП бурения является снижение непроизводительных затрат времени возникающих при осложнениях в стволе скважины. Вторым шагом – применение существующих оптимизационных методик для совершенствования технологий, а также их развитие путем вовлечения большего числа влияющих факторов и тем самым достижения адекватности прогнозируемых результатов и промысловых наблюдений. Решение задач оптимизации углубления ствола скважины, может достигаться применением комплексной технологии, суть которой в том, что из отдельных взаимосвязанных научно-технических подходов компилируется методика и реализация регламента для новых условий и требований. Методика, направленная на совершенствование технологии углубления с использованием разработанных программных средств, позволит снизить затраты времени при разработке адаптированной технологии промывки скважины, а также оперативно ее корректировать при изменении горно-технологических условий. Тем самым разработка такого инструмента является актуальной научно-технической задачей.

Поставленные автором задачи решались с помощью комплекса исследований, включающих: анализ и обобщение российских и иностранных источников информации по вопросу оптимизации промывки скважины; проведения большого количества экспериментов непосредственно в производственных условиях с целью адаптации имеющихся оптимизационных методик и поиску новых. Весь массив полученной информации анализировался и обрабатывался с применением методов математической статистики.

Цель работы: Повышение качества прогнозирования параметров раствора на углеводородной основе (РУО) и эффективности гидромониторной промывки.

Идея работы заключается в создании алгоритма прогнозирования технологических параметров бурового раствора на углеводородной основе и совершенствовании критериев эффективности гидромониторной промывки.

Основные задачи исследований

1. Проведение анализа современного состояния технологии буровых растворов и промывки скважин.
2. Разработать математическую зависимость и алгоритм прогнозирования основных параметров бурового раствора на углеводородной основе на начальном этапе приготовления и оценить ее эффективность.
3. Провести анализ факторов, влияющих на прижимающие усилия на бурильную колонну в наклонно направленной скважине и определить влияние плотности промывочной жидкости на силы, возникающие от дифференциального перепада давления.
4. Экспериментально оценить и разработать решения по совершенствованию гидромониторной промывки забоя скважины.

Методика исследования носила экспериментально-теоретический характер и включала промысловые и лабораторные эксперименты по исследованию составов растворов на углеводородной основе и струйной промывке забоя, математическое моделирование сил сопротивлений при движении бурильных колонн в наклонно направленных скважинах с последующей апробацией на месторождении, а также методы математической статистики при обработке экспериментальных данных.

Научная новизна работы заключается в установлении зависимости технологических параметров бурового раствора на углеводородной основе от режима диспергирования, а также в обосновании повышения эффективности гидромониторной промывки забоя от расположения насадок в гидромониторных узлах.

Основные защищаемые положения

1. Введения понятия коэффициента «режима диспергирования» позволяет на начальном этапе приготовления раствора на углеводородной основе (РУО) снижать затраты, прогнозировать его состав и основные технологические параметры, а также определять критические прихватоопасные значения этих параметров для буровых растворов различного состава с учетом траектории ствола скважины.

2. Коэффициент «стеснённости» гидромониторных струй, позволяет оценить эффективность реализации гидромониторной промывки на забое скважины, оптимальные диаметры насадок и их расстановку в узлах крепления для каждого типоразмера шарошечных долот.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций определяется современным уровнем аналитических и достаточным объёмом экспериментальных исследований, высокой степенью сходимости их результатов и воспроизводимостью полученных данных.

Практическая ценность заключается в снижении непроизводительных затрат времени путем предупреждения осложнений и оптимизации углубления скважины, в результате разработки и применения в промысловых условиях и на стадии проектирования, комплексных подходов, связывающих совершенствование технологии проектирования основных параметров бурового раствора и гидромониторной промывки забоя.

Апробация работы. Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации докладывались на IV Всероссийской конференции (16–18 ноября 2011 года) ПНИПУ г. Пермь, международной молодежной конференции Севергеоэкотех (2012, 2013, 2014г.г.) УГТУ г. Ухта; научно-технической конференции преподавателей и сотрудников (2014 г.г.) УГТУ; международной конференции «Рассохинские чтения» (2017 г.г.).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 9 печатных работ, в том числе 3 статьи в журналах, входящих в перечень ведущих журналов и изданий,

рекомендуемых ВАК Минобрнауки России.

Личный вклад автора. Проведён анализ современного состояния науки и техники в области буровых растворов и промывки скважины. Разработана математическая модель и алгоритм прогнозирования основных параметров РУО на начальном этапе его приготовления. По разработанному алгоритму определена верхняя граница плотности бурового раствора (месторождение имени Р. Требса), при превышении которой возникают критические силы сопротивлений, приводящие к обездвиживанию бурильной колонны. Усовершенствована технология проектирования гидромониторной промывки скважины, введением коэффициента «стеснённости» для оценки конфигурации межшарошечного пространства, которая учитывает препятствия свободному распространению струй. Предлагаемый коэффициент позволяет оценить полноту реализации гидромониторного эффекта на забое скважины, оптимальные диаметры насадок и их расстановку в узлах крепления для каждого типоразмера шарошечных долот. Для реализации методики и оценки вписываемости струй в стесненном межшарошечном пространстве разработан измерительный инструмент, который защищен патентом РФ на полезную модель №156858 «Устройство для оптимизации работы гидромониторного долота».

Структура и объём диссертационной работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и библиографического списка. Материал диссертации изложен на 122 страницах, включает 22 таблицы и 32 рисунков.

ГЛАВА 1 ОБЗОР СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫВКИ ЗАБОЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Применение растворов на водной и углеводородной основе

В настоящее время бурение сопровождается циркуляцией промывочной жидкости, одним из основных назначений которой является вынос выбуренной породы на поверхность до системы очистки и создание на стенки скважины необходимого противодавления [1, 3, 5, 10, 12, 15, 17, 57, 76, 78, 80, 82]. При бурении нефтяных и газовых скважин, гидравлическим процессам принадлежит ведущая роль.

Техническая вода – простейшая промывочная жидкость, применяется при проходке неглубоких скважин (до 1500-1700 метров) в основном в карбонатных породах. Необходимым условием применения технической воды как очищающего забой агента является высокое оснащение буровой насосной группы, для создания высоких скоростей восходящего потока в кольцевом пространстве. Промывка водой повысила эффективность буровых работ (увеличение проходки на долото 10-15% и механической скорости на 20-40%), а также позволила их значительно удешевить. В 50-е годы бурение скважин на технической воде составило 30% всего объема бурения в Советском Союзе. С увеличением глубин скважин и более сложными геологическими условиями, а также из-за недостатков свойств технической воды (невозможность производить утяжеление при нефтегазоводопроявлениях и из-за снижения нефтеотдачи) приблизительно с 1960 года ограничили её в применение [35].

В России (Западная Сибирь, Северный Кавказ и др.), Казахстане, Туркмении, Азербайджане и других районах буровых работ, где основная часть разреза представлена глинистыми породами, углубление скважин ведется на растворах получаемых естественным путём из выбуриваемых пород. При бурении скважин лишь часть выбуренной породы удаляется в виде шлама, оставшаяся порода диспергирует в суспензии. Выбуренная порода переходит в раствор с

различной интенсивностью, в зависимости от свойств пород и условий бурения. В США в 1930-х годах раствор, получаемый естественным путём из выбуриваемых пород, впервые был специально обработан химическими реагентами. В 1937-1940-х годах, в СССР проводились работы по улучшению характеристик суспензий из выбуренной породы П.А. Ребиндером, Л.А. Шрейнером и К.Ф. Жигачем. Исследователями было показано, что небольшие добавки «понижителей твердости» улучшают агрегативную устойчивость системы и интенсифицируют образование суспензии. Существенный вклад в развитие данного направления сделал С.Н. Ятров с сотрудниками.

Промежуточное место между технической водой и глинистыми растворами занимают растворы с малым содержанием твердой фазы [23]. Производственный опыт показал, что при концентрации твердой фазы менее 15% было зафиксировано улучшение буримости, оптимум концентрации лежит между 3% и 5%, но не более 7%. Т. О`Брайен и Ф. Гайе предлагали ингибировать растворы засолением и известкованием за счёт солей морской воды, для буровых растворов с малым содержанием твердой фазы. Э. Мак-Ги показал, что применяемые в США «молочные эмульсии» с содержанием твердой фазы до 3%, где эмульгатором выступали эфиры талового масла, повысили механическую скорость на 30-40% и проходку на долото на 24-50%. Так в конце 50-х годов в штате Техас (США) стали популярными растворы содержащие: 1-2% бентонита, 9-12% соли, 0-25% нефти, 0,3% крахмала, 0,15-0,30% смолы гуар, 0-0,07% антисептиков, 0,15% хроматов натрия, 2,5% эмульгаторов (полиоксиэтилированный нонилфенол - DME) от объёма добавленной нефти. Указанный раствор имел водоотдачу <10 мл, статическое напряжение сдвига близкое к нулю, эффективную вязкость 5-12 сПз [35].

Малоглинистые растворы впервые применены в 50-х годах в США, при бурении карбонатных пород, с целью частичного сохранения физико-химических характеристик продуктивного пласта и повышения технико-экономических показателей бурения [79]. Так как буровые растворы это многокомпонентные системы, то основное направление работ при разработке рецептов данного типа –

применение растворов с низким содержанием твердой фазы, в том числе и глинистой.

Для предотвращения пептизации выбуренной твердой фазы в растворе, для снижения осыпей и обвалов стенок скважины под влиянием промывочной среды стали применять ингибированные буровые растворы. По мнению В.С. Шарова ингибирование повышает устойчивость стенок скважины, действуя в сторону установления осмотического равновесия между буровым раствором и гидратными слоями глинистых частиц, ингибирующие электролиты снижают уровень гидратации, а входящие в состав раствора коллоидные электролиты и полиэлектролиты замедляют её темпы [35].

В результате работ С.Ю. Жуховицкого, А.М. Пенькова, Р.Э. Рыцлина, Н.Я. Мартиросова и других в 1947-1948 годах в Волгоградской области (СССР) начали применять известковые буровые растворы. Известковые буровые растворы, как многокомпонентные системы, включают в себя следующие химические реагенты: ингибирующая добавка (известь 0,2-1,5%), регулятор щелочности (каустик), понизитель вязкости (сульфит-спиртовая барда – ССБ, квебрахо, хромлигносульфонаты, феррохромлигносульфонаты – ФХЛС), защитные реагенты (карбоксиметилцеллюлоза – КМЦ, конденсированная сульфит-спиртовая барда – КССБ, углещелочной реагент – УЩР и др.), структурообразователь (бентонит). В состав также могут входить и другие специальные добавки. Модифицирование поверхности глинистой фазы известью является следствием ионообменных, адсорбционных и хемосорбционных процессов: замещение натрия на кальций в обменном комплексе резко меняет свойства глины. Переход от глин натриевого типа к кальциевому типу происходит практически скачком. Эффект известковых обработок также подтверждают исследования Ф.Д. Овчаренко, Э.Г. Агабальянц, П.П. Будников, В. Гоинса, и расчеты Д. Бейтла и П. Чаннея. В связи с тем, что известковый буровой раствор при температуре более 70°C загустевает, а при более 100°C – может затвердеть, появились малоизвестковые растворы рецептуры: «Континенталь» или «Коноко», «М-1» или «Магнолия», а также рецептуры малоглинистых известковых

растворов. Наиболее эффективны известковые растворы при бурении в терригенных отложениях.

В СССР долгое время гипсовые растворы не находили применения, из-за того, что вязкость могла быть снижена только путём разбавления. Это обстоятельство отрицательно сказалось на возможности использования гипсовых растворов, в частности утяжеленных. В 1955 году задача была решена, путём разработки и внедрения понизителя вязкости – ФХЛС. С этого времени гипсовые растворы стали получать всё большее применение, оттеснив известковые рецептуры. Компонентный состав гипсового раствора включает в себя следующие химические реагенты: ингибирующая добавка (гипс 1,2-1,5%), регулятор щелочности (каустик 0,15-0,30%), понизитель вязкости (ФХЛС 1,1-1,7%), защитные реагенты (КМЦ, КССБ, крахмал и др.), структурообразователь (бентонит). Д.Симпсон и Г.Санец в гипсовых растворах при повышенных забойных температурах поддерживали фильтрацию около 1 мл добавками ФХЛС и 10% дизельного топлива. Гипсовый раствор можно перевести в эмульсионный, путем добавки в него нефти или дизельного топлива 5-10% и специального эмульгатора.

В СССР 1934-1935 году для проходки обваливающихся и осыпающихся пород были предложены силикатные растворы, механизм которых заключается в уменьшении скорости гидратации под влиянием ингибирующих добавок, а также механизм силикатирования, который заключается в сохранении устойчивости горных пород [80]. В 1 м³ силикатного раствора входили следующие компоненты: жидкое стекло 600 кг, хлористый калий 100 кг, хлористый натрий 100 кг, едкий натр 15 кг. Действие силикатных буровых растворов исследовали К. Бекер и А. Гаррисон. Они показали, что только в концентрированном растворе жидкого стекла отсутствуют признаки разрушения погруженных в него неустойчивых пород, но этот раствор неприменим из-за его высокой вязкости. Для бурения второго ствола одной из самых глубоких скважин СССР – СГ-1 Аралсор, И.Б. Адель с сотрудниками, предложили термостойкий малосиликатный глинистый раствор: жидкое стекло 3-3,5%, соль 5-10%, высоковязкой КМЦ-500 около 1%.

Широкого применения силикатные растворы в СССР не получили, т.к. вслед за первой успешной пробуренной скважиной в Карабулаке (Грознефть), последовали неудачи на трех скважинах в Азербайджане. Большее применение данного раствора было в США, с его применением пробурено 100 скважин [79].

Калиевые растворы впервые применены в 1963 году в США, при бурении терригенных отложений. Основной компонент системы носитель иона калия (K^+) является хлорид калия (KCl). Механизм действия иона калия заключается в том, что он проникает в пустоты межпакетного пространства кристаллической решетки глинистой частицы, прочно срачивая её пакеты. Ион калия почти негидратируется, поэтому вода не проникает между элементарными пакетами глинистых минералов из-за низкой осмотической гидратации, тем самым предупреждает их набухание. Монокалиевые растворы впервые были применены в 1977 году в США, в данной системе применяются только калиевые реагенты – калиевый УЦР, калиевые соли сульфокислоты, гидроксид калия, калиевая КМЦ и калиевая полианионная целлюлоза. В России данный раствор не нашел своего применения из-за отсутствия калиевых полимеров. В 1978 году в Оренбургской области (СССР) был впервые применен калиево-магниевый раствор, с целью предупреждения обвалов высококоллоидных глин и аргиллитов. Основным носителем иона калия в данной системе выступал кристаллический отход титано-магниевого производства, условно названный МИН-1 содержанием 25-30%. Также существуют следующие растворы, где основным и вспомогательным носителем иона калия являются другие реагенты: алюмокалиевые ($KAl(SO_4)_2 \cdot 12H_2O$), гипсокалиевые, калиево-известковые и ацетаткалиевые (CH_3COOK) др.

Впервые полимерные растворы начали применяться в США в начале 60-х годов. В нашей стране полимерные буровые растворы впервые нашли применение лишь в первой половине 70-х годов. При вскрытии продуктивного пласта полимер частично отфильтровывается на границе скважина – пласт, образуя низкопроницаемую корку и частично проникает в приствольную зону продуктивного пласта [86].

Недиспергирующие растворы начали применять в США при вскрытии продуктивных пластов в 1960 году – малоглинистые, в 1969 году – безглинистые. Например, в Канаде 90% скважин глубиной до 3000 метров бурятся с промывкой недиспергирующими растворами.

В 1997 году в США был впервые применен безглинистый полимерный раствор «Афроникс», который предназначен для первичного вскрытия истощающихся продуктивных пластов.

Практически все выше перечисленные растворы на водной основе (известковые, гипсовые, гипсоизвестковые, гипсокалиевые, хлоркальциевые, хлоркалиевые, малосиликатные, алюмокалиевые и др.) имеют недостатки при вскрытии продуктивных пластов. Водные растворы не обеспечивают необходимую устойчивость стенок скважины, а также не сохраняют естественную проницаемость продуктивных горизонтов при первичном вскрытии (снижение продуктивности до 50%). Ингибированные растворы не производят полную гидратацию глинистых частиц и не предотвращают набухание глинистых сланцев. Для полимерных растворов характерна низкая стойкость к действию ионов кальция и других поливалентных металлов, а для кальциевых растворов – невысокая термостойкость и др.

Для предотвращения вышеперечисленных недостатков, а также для более качественного первичного вскрытия продуктивных пластов стали применять растворы на углеводородной основе.

Безводные промывочные жидкости впервые появились в 1920-е годы, когда для бурения скважин стала использоваться сырая нефть. Уже тогда стали очевидны преимущества применения нефти в качестве промывочной жидкости для бурения и заканчивания скважин: глины не гидратируют и не набухают; повышается устойчивость ствола скважины, продуктивность глинистых песчаников, стабильность свойств бурового раствора, устойчивость бурового раствора к загрязнению; снижаются осложнения в процессе разбуривания эвапоритовых отложений (соли, ангидриты и т.д.); уменьшается произвольное расширение ствола скважины [25, 63].

Углеводородные жидкости обладают и рядом нежелательных свойств. Они горючи и могут содержать соединения, которые оказывают разрушительное воздействие на компоненты оборудования, изготовленные из резины: шланги, уплотнительные кольца и герметизирующие элементы противовыбросовых превенторов. Углеводородные жидкости не обладают гелевой структурой и с трудом поддаются загущению, что является необходимым условием для утяжеления (исключением являются высоковязкие тяжелые нефти с неньютоновскими свойствами). Многие углеводородные жидкости содержат токсичные или опасные соединения, представляющие угрозу с точки зрения техники безопасности и охраны окружающей среды. Большинство газов, содержащихся в разбуриваемых пластах (природный газ, диоксид углерода, сероводород), легко растворяются в нефти. Данное свойство затрудняет обнаружение и ликвидацию газонефтеводопроявлений. В определенных условиях углеводородная жидкость может долго не разлагаться. Кроме того, углеводородная жидкость не тонет в воде и может мигрировать на значительные расстояния от своего источника.

В 1940-х годах были разработаны растворы на основе дизельного топлива, которые не только обладали устойчивостью к воздействию воды, но имели в своем составе водную эмульсию, применявшуюся для регулирования и поддержания свойств жидкости. Дисперсионная углеводородная фаза этих промывочных жидкостей позволяла использовать их подобно буровым растворам на нефтяной основе, которые обладают способностью смачивать породы нефтяной пленкой и тем самым предотвращают взаимодействие эмульгированной воды с реактивными глинами и шламом, обеспечивая устойчивость стенок скважины. Такие промывочные жидкости также продемонстрировали устойчивость к загрязнению солями и ангидритами. По всем свойствам они представляли собой эмульсии и получили название «инвертных эмульсий», в отличие от нефтяных эмульсий на водной основе, использовавшихся в то время в качестве промывочных жидкостей. Применяемые в настоящее время инвертные эмульсии представляют собой жидкости, дисперсионной средой которых является

дизельное топливо, минеральное масло или синтетическая жидкость, а дисперсной фазой – вода или рассол. Для повышения минерализации водной фазы до уровня, при котором вода не воздействует на гидрофильные породы и шлам (т.е. они не размягчаются и не набухают), применяют хлористый кальций.

Известково-битумный раствор (ИБР) – раствор на нефтяной основе, дисперсионной средой которого служит дизельное топливо или нефть, а дисперсной фазой – высокоокисленный битум, гидроксид кальция, барит и небольшое количество эмульгированной воды [35, 60]. ИБР применяется при разбуривании легко набухающих, склонных к обвалам глинистых пород, при разбуривании соленосных отложений, представленных высокорастворимыми солями (преимущественно поливалентных металлов), а также при вскрытии продуктивных пластов с низкими коллекторскими свойствами. Раствор обладает высокой термостойкостью (200-220°C). В настоящее время промышленностью используются две рецептуры ИБР, разработанные ВНИИКРнефтью совместно с РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина: ИБР-2 и ИБР-4. ИБР-4 разработан специально для бурения в условиях высокой глинистости разреза, наличия солей и проявлений сероводорода. ИБР почти не фильтруются в проницаемые пласты, а их фильтрат не оказывает вредного влияния на продуктивные нефтяные горизонты. Для ИБР характерна нулевая или близкая к ней фильтрация и содержание воды, не превышает 2-3%.

Инвертные буровые растворы рекомендуется применять только в тех условиях, в которых это целесообразно. При этом необходимо учесть все факторы: экологическую безопасность технологической жидкости, способы ее утилизации, начальные затраты на приготовление, суточные расходы, связанные с ее применением, ожидаемые осложнения в скважине, параметры пласта и вероятность нарушения его коллекторских свойств.

Применение растворов на нефтяной основе позволило достичь значительного экономического эффекта в следующих ситуациях: при бурении в осложненных глинистых породах; в пластах, содержащих соль, ангидриты и углекислый калий; в глубоких скважинах с высокой температурой; при бурении и

отборе керна в продуктивных горизонтах, восприимчивых к воздействию бурового раствора; в сложных наклонно-направленных скважинах с большим отходом от вертикали; при бурении скважин малого диаметра; для борьбы с коррозией металла; при разбуривании пластов, содержащих сероводород (H_2S) и диоксид углерода (CO_2); при перфорации и освоении скважин; при использовании в качестве заколонной или надпакерной жидкости; при использовании в качестве технологических жидкостей для капремонта скважин; в качестве противоприхватной жидкости.

В 1980-е годы в соответствии с требованиями природоохранного законодательства в промышленности стали применяться минеральные масла высокой степени очистки, менее токсичные и более безопасные для окружающей среды, чем дизтопливо. Минеральные масла содержат меньше ароматических соединений, чем дизельное топливо. Несмотря на то, что минеральные масла менее токсичны, чем дизтопливо, в экологически уязвимых зонах их применение запрещено, что определяется положениями местного природоохранного законодательства.

Для того чтобы повысить технологические свойства промывочных жидкостей на углеводородной основе и при этом обеспечить соблюдение возросших требований природоохранного законодательства в области морского бурения, были разработаны безводные промывочные жидкости на синтетической основе [59]. Они получили название «синтетических», поскольку их синтезируют или изготавливают из других соединений, а не получают путем очистки сырой нефти. Синтетические жидкости, менее токсичные и более безопасные с точки зрения техники безопасности и охраны окружающей среды, чем дизтопливо или минеральные масла. Для приготовления синтетических промывочных жидкостей используются сложные эфиры, ацетаты, олефины и прочие синтетические растворители. Промывочные жидкости на синтетической основе дороже, чем буровые растворы на основе воды, нефти или минерального масла, однако более высокие технико-экономические показатели синтетических жидкостей в условиях морского бурения, как правило, компенсируют рост затрат.

В нашей стране растворы на углеводородной основе (РУО) начали применять в 1955 году по инициативе профессора К.Ф. Жигача. Значительный вклад в экспериментальные исследования свойств обратных эмульсий, разработку их составов для использования в качестве буровых растворов при вскрытии продуктивных пластов внесли отечественные ученые Л.К. Мухин, К.Л. Минхайров, М.И. Липкес, Н.М. Касьянов, Г.А. Орлов, В.И. Токунов, И.Б. Хейфец, Р.А. Хабибуллин, Н.И. Рылов, Б.В. Касперский, А.В. Казьмин и другие. Работами И.С. Кривоносова, Н.А. Карташова, Д.Ф. Матвеева, О.Ф. Мартынцова, О.В. Позднеева и ряда других авторов положено начало применению различных составов обратных эмульсий в технологических процессах интенсификации добычи нефти.

Институтом ТатНИПИнефть впервые в СССР были выполнены промысловые исследования по сравнительной оценке влияния на качество вскрытия пласта традиционных глинистых растворов и обратной эмульсии на Восточно-Сулеевской площади. При этом продуктивный пласт вскрывали обратной эмульсией и проводили комплекс гидродинамических исследований, а затем скважину промывали глинистым раствором в течение 90 часов, осваивали и пускали в работу. Из результатов исследований было видно, что коэффициент продуктивности и проницаемости призабойной зоны пласта при вскрытии его с использованием обратной эмульсии в 2,4 и 3 раза соответственно выше, чем после вскрытия на глинистом растворе.

Аналогичные исследования были выполнены сотрудниками института ВНИИБТ на Абдрахмановской площади. Только в этом случае, вместо глинистого раствора, для имитации вскрытия, использовалась пластовая вода этого же месторождения. Продуктивный пласт был вскрыт, и в последующем скважина была введена в эксплуатацию фонтанным способом. При этом проницаемость призабойной зоны была близка к естественной и составляла $0,582 \text{ мкм}^2$. После имитации вскрытия пласта и использованием пластовой воды проницаемость ПЗП снизилась до $0,252 \text{ мкм}^2$ (ухудшилась в 2,3 раза).

Данные исследования убедительно показали, что обратные эмульсии

позволяют получить достаточно высокое качество вскрытия продуктивного пласта и подтвердить результаты лабораторных исследований, выполненных многими отечественными и зарубежными исследователями, об отрицательном влиянии глинистых растворов и водных систем на коллекторские свойства пласта [14, 24, 53, 58, 61, 66].

В настоящее время разрабатываются новые составы буровых растворов на спиртовой и углеводородной основе для бурения скважин [33, 71-74]. Исследуются и совершенствуются эмульсионные растворы на углеводородной основе для бурения скважин [30, 31, 34, 36, 41, 65, 88].

Рассмотрим имеющиеся на данный момент в литературных источниках растворы на углеводородной основе, применяемые при бурении скважин.

Инвертные эмульсионные растворы (ИЭР) – представляют собой гидрофобно-эмульсионно суспензионные системы. Дисперсионная среда: дизельное топливо марок «Л» или «З»; разгазированная нефть (с температурой вспышки $>70^{\circ}\text{C}$). Дисперсная фаза: жидкая – минерализованная CaCl_2 (NaCl , MgCl_2) техническая или пластовая вода (содержание соли 180-240 кг/м³); твердая – молотая негашеная известь (гидроокись кальция – CaO), глинопорошок (марки ПББ, ПБВ), железный купорос, хлорное железо, карбонат кальция (утяжелитель), барит (утяжелитель). Для эмульгирования воды в углеводородной среде используют следующие ПАВ: эмульта; окисленный петролатум; СМАД-1; украмин (или его аналог ИКБ-2); высокоокисленный битум; АБДМ – хлорид. ИЭР по свойствам и условиям применения близки к РУО, но выгодно отличаются от них тем, что содержат значительное количество воды, и, следовательно, дешевле. Соотношение водной и углеводородной фаз в ИЭР изменяется в диапазоне от 60:40 до 40:60. Различают несколько видов ИЭР:

- ВИЭР (высококонцентрированный ИЭР);
- ТИЭР (термостойкий ИЭР);
- эмульжел (ИЭР, содержащий железный купорос);
- ГЭР (гидрофобно-эмульсионный раствор) [84].

Перечисленные виды ИЭР отличаются между собой номенклатурой

используемых ПАВ и активных твердых веществ. Основным недостатком ИЭР (кроме общих недостатков с РУО) является их обратимость при повышенном содержании твердой фазы. Оперативным показателем устойчивости ИЭР к фазовому обращению является величина глиноемкости, определяемая по количеству бентонитового глинопорошка (марки ПББ, ПБВ), которое может быть введено в ИЭР при перемешивании в течение 0,5 часа без снижения исходного значения электростабильности (ES) = 150-600 Вольт. Величина глиноемкости должна быть не ниже 22,5% мас.

Высококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор (ВИЭР) – разработан во ВНИИБТ и относится к системам на нефтяной основе, получаемым с помощью специального эмульгатора – эмультала. ВИЭР предназначен для бурения скважин с забойной температурой, не превышающей 70⁰С. В указанных условиях ВИЭР устойчив при наличии большого количества выбуренной породы и отличается высокой стабильностью свойств. Состав ВИЭР в расчете на 1 м³: дизельное топливо или нефть 450 л; водный раствор соли MgCl₂, CaCl₂ или NaCl до 450 л; СМАД 30-40 л; эмульгатор (эмультал) 15-20 л; бентонит 10-15 кг, барит - до получения необходимой плотности раствора. Термостойкость ВИЭР на основе эмультала можно повысить введением в его состав окисленного битума в виде 15-20%-ного битумного концентрата. При температуре до 100⁰С концентрация битума должна составлять 1% (10 кг на 1 м³), при 100-120⁰С - 2%, при более высокой температуре (140-150 ⁰С) – 3%.

Термостойкий инвертно-эмульсионный раствор (ТИЭР). Этот раствор разработан совместно ВНИИБТ и СевКав-НИПИнефтью. ТИЭР - инвертная эмульсия на основе мыльного олеогеля (наиболее жирных кислот окисленного петролатума), катионоактивных ПАВ (АБДМ-хлорида) и органофильных глин, получаемых путем модификации бентонита в среде базовой эмульсии. ТИЭР применяют при бурении скважин с забойной температурой до 200⁰С. Преимущества ТИЭР заключаются в низкой эффективной вязкости, высоких сдвиговом разжижении и выносящей способности, обеспечиваемой быстрым восстановлением вязкости выше зоны забоя и большой скоростью набора

прочности структуры.

На базе выполненных исследований В.М. Соловьев к середине 1985 года создал агрегативно устойчивый буровой раствор – «эмульжел», обладающий наименьшим разупрочняющим действием на глины в сравнении с известными инвертными эмульсиями. Промышленные испытания ИБР и «эмульжела» при бурении неустойчивых глинистых пород показали эффективность научных разработок.

В 1974 году А.В. Мнацаканов внедрил термостойкий гидрофобно-эмульсионный раствор (ГЭР), стабилизированный высокомолекулярным ПАВ и органокремнеземом для бурения неустойчивых отложений и вскрытия продуктивных пластов. Исследователем была предложена комплексная стабилизация системы бурового раствора типа «вода в масле» (В/М) оксиэтилированным имидозолином в качестве эмульгатора и стабилизатора, а также модифицированным пироженным кремнеземом для направленного «бронирования» межфазной поверхности и определено их эффективное содержание. Модифицированный пироженный кремнезем регулирует реологические и фильтрационные свойства, а также его адсорбция на межфазной поверхности происходит не в виде плотно упакованного слоя, а частицы отстоят друг от друга на некотором расстоянии. Также было установлено, что определяющее влияние на агрегативную стабильность ГЭР оказывает температура, давление (500 атм.) существенных изменений в системе не вызывает. Широкое промышленное внедрение ГЭР обеспечило высокие ТЭП в объединениях «Белоруснефть» и «Укрнефть» при бурении и заканчивании скважин: увеличилась проходка на долото в 2,4 раза; повысилась устойчивость ствола скважины в хемогенных и терригенных отложениях; повысилась начальная продуктивность скважин в 3,2 раза.

Первые отечественные классические варианты эмульсионного РУО «Эмультон» и «Эмульгар», разработанные в конце 80-х годов явились конкурентоспособными на мировом рынке и обеспечили успешную проводку скважин [34]. Прекращение производства в России синтетических жирных

кислот, кубовые остатки которых являлись составной частью основного эмульгатора системы «Эмульгар», приостановили применение данного раствора. Положительные результаты, получаемые при использовании системы «Эмультон» оказались значительно ниже потенциальных возможностей углеводородных буровых растворов.

Характеристика бурового раствора на углеводородной основе ИКИНВЕРТ. Фильтрат раствора содержит нефтяную фазу, которая не влияет на проницаемость продуктивного пласта. В случае внедрения в нефтяной пласт эмульсии последняя разжижается нефтью, и также не влияет на проницаемость. Раствор отличается низкой величиной фильтрации 0,5-1 см³/30минут (по API). При проникновении фильтрата или эмульсии в водонасыщенный пласт, происходят обратные явления. Фильтрат в пласте загустевает, за счет эмульгирования в углеводородной жидкости с эмульгаторами дополнительного количества воды. При таком воздействии следует ожидать частичного или полного разобщения нефтенасыщенного и водонасыщенного пластов и, следовательно, снижения количества воды в нефти при последующей эксплуатации скважин.

Состав раствора ИКИНВЕРТ, кг(л)/м³: вода - 500; нефть - 500; ИКМУЛ - 30; ИКСОРФ - 204; ИКТОН - 5; CaCl₂ - 50-200; известь - 20. Назначение основных реагентов: ИКМУЛ – первичный эмульгатор; ИКСОРФ – вторичный эмульгатор; ИКТОН – олеофильный бентонит, структурообразователь; CaCl₂ – регулятор плотности и активности водной фазы раствора; известь – реагент для получения кальциевых мыл; в качестве основы для приготовления нефтяной фазы используется нефть, дизтопливо или специальные биологически разлагаемые углеводородные жидкости. Свойства данного раствора: плотность 900-1050 кг/м³, условная вязкость 40-60 сек, пластическая вязкость 20-30 сПз, ДНС 40-80 дПа, СНС 10-20/20-40 дПа; водоотдача (API) 0,5-1,0 см³/30мин, электростабильность 200-300 Вольт.

Буровой раствор на углеводородной основе ИКИНВЕРТ-Т. Данная система отличается очень высокой термостойкостью, свойства этого раствора после термообработки (даже при температуре 180°С) практически не меняются. Состав

раствора, л(кг)/м: Дизтопливо 490 л; ИКМУЛ-1 12 л; ИКМУЛ-2 4 л; ИКФЛЮИД 6 л; ИКСОРФ 6 л; ИКТОН 5 кг; ИКЛОС 10 кг; известь 15 кг; барит до 1460 кг; водный рассол (50-400 г/л NaCl или CaCl₂) 120 л. Соотношение углеводородной фазы к водной составляет 82:18.

Назначение реагентов: ИКМУЛ-1, ИКМУЛ-2 – первичные эмульгаторы, ИКФЛЮИД – гидрофобизатор твердой фазы, ИКСОРФ – гидрофобизатор твердой фазы, разжижитель, ИКТОН – структурообразователь, олеофильный бентонит, ИКЛОС – понизитель водоотдачи при высоких температурах, олеофильный гумат.

Характеристика термостойкой инвертной эмульсии на основе ЭК-1. Эта эмульсия разработана во ВНИИКРнефти, она обладает высокой устойчивостью к действию температур (до 200°С) и солевой агрессии. Отсутствие в ее составе водорастворимых ПАВ обеспечивает стабильность ее свойств в процессе бурения. В состав эмульсии входят также жирные кислоты НЖК. Содержание хлорида кальция в водной фазе инвертной эмульсии может быть увеличено до 20-25%. Это обеспечивает повышенную устойчивость стенок скважины в глинистых разрезах. Показатели свойств инвертной эмульсии могут изменяться в широких пределах.

Исходя из вышеперечисленных растворов на углеводородной основе, на данный момент зарубежные и отечественные сервисные компании по буровым растворам в основном применяют следующую рецептуру обратной эмульсии при бурении скважин на нефть и газ: дисперсионная среда 600-750 л/м³ (минеральное масло – ВМГЗ, И-5А и др.); регулятор щелочности 15-30 кг/м³ (известь гашенная); эмульгатор (Mul) 20-40 кг/м³; регулятор плотности и активности водной фазы раствора 0-420 кг/м³ (хлориды кальция или натрия); смачивающая добавка (Wet) 2-8 кг/м³; модификатор реологии (Mod) 2-8 кг/м³; органофильный бентонит (Gel) 2-8 кг/м³; понизитель фильтрации (Block) 6-18 кг/м³; утяжелитель (сульфат бария и карбонат кальция разного фракционного состава). Отношение масло/вода варьируется от 70/30 до 85/15.

1.2 Анализ механизма взаимодействия бурильной колонны со стенкой скважины

В сложных горно-геологических условиях в наклонно-направленных скважинах при бурении с большим отходом от вертикали, в горизонтальных и боковых стволах, в глубоких скважинах с высокой температурой, а также для более качественного вскрытия продуктивных пластов применяют РУО. Из-за компонентного состава обратной эмульсии обладает низкими коэффициентами трения [91]. Из-за высокой стоимости РУО, для снижения фильтрационных потерь в скважине, выбирают минимально возможные значения плотности, тем самым уменьшается репрессия. При применении РУО редки случаи обездвиживания бурильной колонны, что нельзя сказать про растворы на водной основе.

В научной литературе достаточно широко рассмотрены вопросы взаимодействия бурильной колонны с горной породой. Роль этих исследований весьма высока, так как в них раскрываются причины вызывающие различные осложнения в стволе скважины при углублении и анализируются влияющие на них факторы. Проведены обширные лабораторные и промысловые исследования сил сопротивлений, действующих на бурильные трубы (в основном УБТ), находящиеся в контакте с проницаемой породой в условиях действия перепада давления. Взаимодействия бурильной колонны со стенками скважины освещены в работах Александрова М.М., Андропова И.Н., Абдурахманова М.Т., Алишаняна Р.Р., Аветисяна Н.Г., Балицкого В.П., Буслаева В.Ф., Злотникова Г.П., Калинина А.Г., Лубинского А., Мысляка М.А., Миленького А.М., Осипова П.Ф., Пластининой Е.В., Самотоя А.К., Хегая В.К., Чупрова И.Ф., Юнина Е.К., Ясова В.Г. и многих других авторов.

При продольных перемещениях колонны труб в скважине возникает сила сопротивления движению. Она складывается из нескольких составляющих: силы трения, силы сопротивления адгезионного характера, механические сопротивления движению, сопротивления движению со стороны промывочной

жидкости. Обычно сила трения играет решающую роль. Прижатие колонны к стенкам искривленной скважины обусловлено в основном осевыми силами.

Прихватом бурильной колонны называется ситуация, когда сумма сил от весовой составляющей колонны труб и сил сопротивлений ее движению вверх либо превышает грузоподъемность буровой установки, либо достигает таких значений, когда в слабом сечении колонны запас прочности уменьшается ниже допустимой величины.

Аномальным вариантом прихвата является случай, когда бурильный инструмент из-за возросших сил сопротивлений не движется вниз при разрешённых значениях разгрузки инструмента в процессе его расхаживания.

Прихваты, поломки бурильных труб связаны, как правило, с аномальными силовым взаимодействием элементов бурильной колонны со стенками скважины. Дополнительные нагрузки, обусловлены, в первую очередь силами трения от прижатия элементов и участков бурильной колонны к горной породе и изгибающими моментами, возникающими в трубах из-за их искривления. Наличие желобов способствует увеличению силы сопротивления движению трубных колонн в скважине.

Большую часть различных осложнений занимают дифференциальные прихваты, которые ввиду своей большой распространённости давно привлекают к себе внимание исследователей (Б.Б. Кудряшов, А.М. Яковлев, М.К. Сеид-Рза, Н.М. Шерстнев, А.О. Бабаев, Рабиа Х., И.А. Серенко, А.К. Самотой и др.). Практика показывает, что дифференциальные прихваты происходят не только с КНБК, но и с бурильными трубами.

По состоянию технологии бурения в 80-х годах общую классификацию прихватов бурильных колонн в глубоких скважинах привел А.К. Самотой. Все прихваты в причинном отношении он делит на 3 категории. К первой отнесены все прихваты, причиной которых является перепад давления. В дальнейшем, такие прихваты и порождающие их силы для краткости будут называться — дифференциальными. Ко второй категории относятся прихваты, вызванные заклиниванием инструмента. В третью категорию входят прихваты, причиной

которых является сужение ствола, вызванное текучестью, осыпями, обвалами пород, оседанием шлама и утяжелителя. В современных условиях прихваты 3-й категории не являются доминирующими, что объясняется возросшим уровнем технологии буровых растворов и их сопровождения специализированными сервисными компаниями.

При бурении в терригенных отложениях на месторождениях имени Р.Требса (скв. №2016 и №2018) и А.Титова – скв. №1011, анализ промыслового материала показал отрицательные последствия после увеличения плотности. После увеличения плотности промывочной жидкости с 1180 до 1330 кг/м³ наблюдалось снижение ТЭП за счёт увеличения времени на спускоподъемные операции (проработка мест посадок и затяжек), а также времени затраченного на ликвидацию прихватов. На рисунках 1.1-1.4 представлен баланс времени при бурении под промежуточную колонну для трех названных скважин.

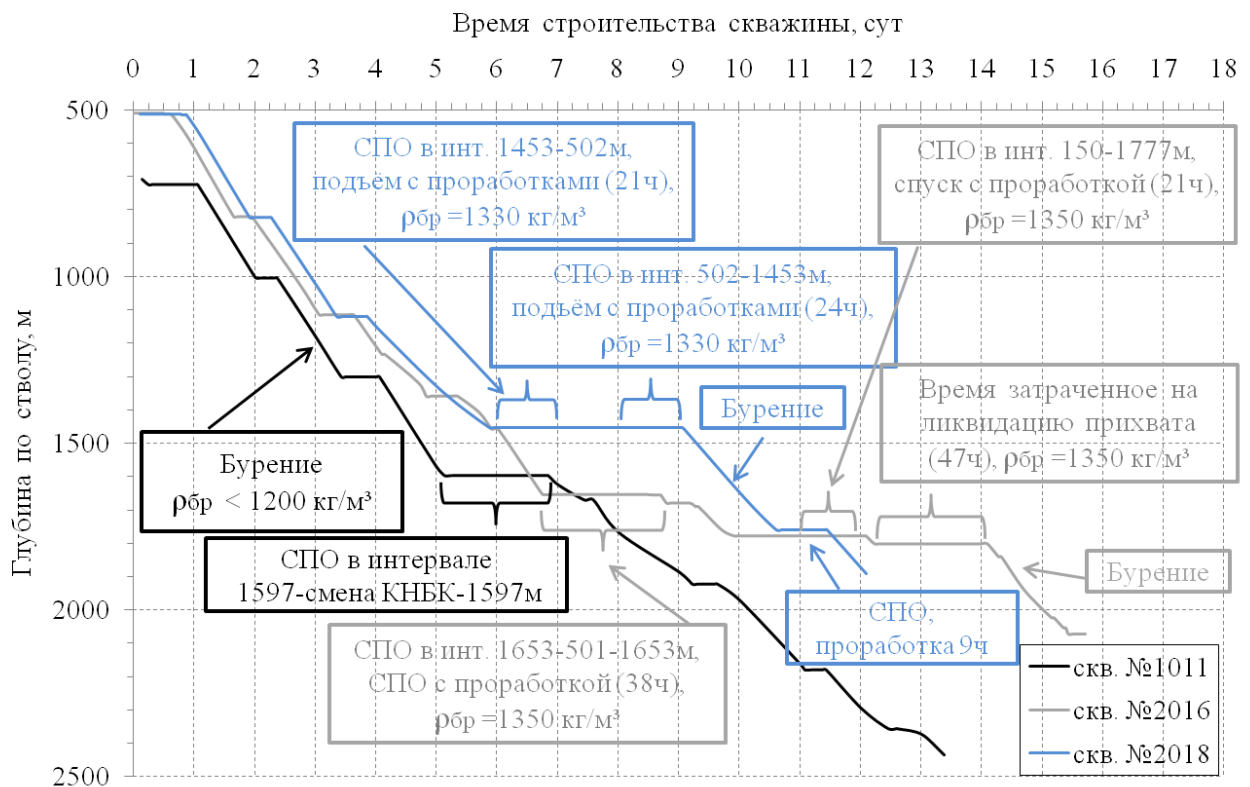


Рисунок 1.1 – Время строительства скважин №1011, №2016 и №2018

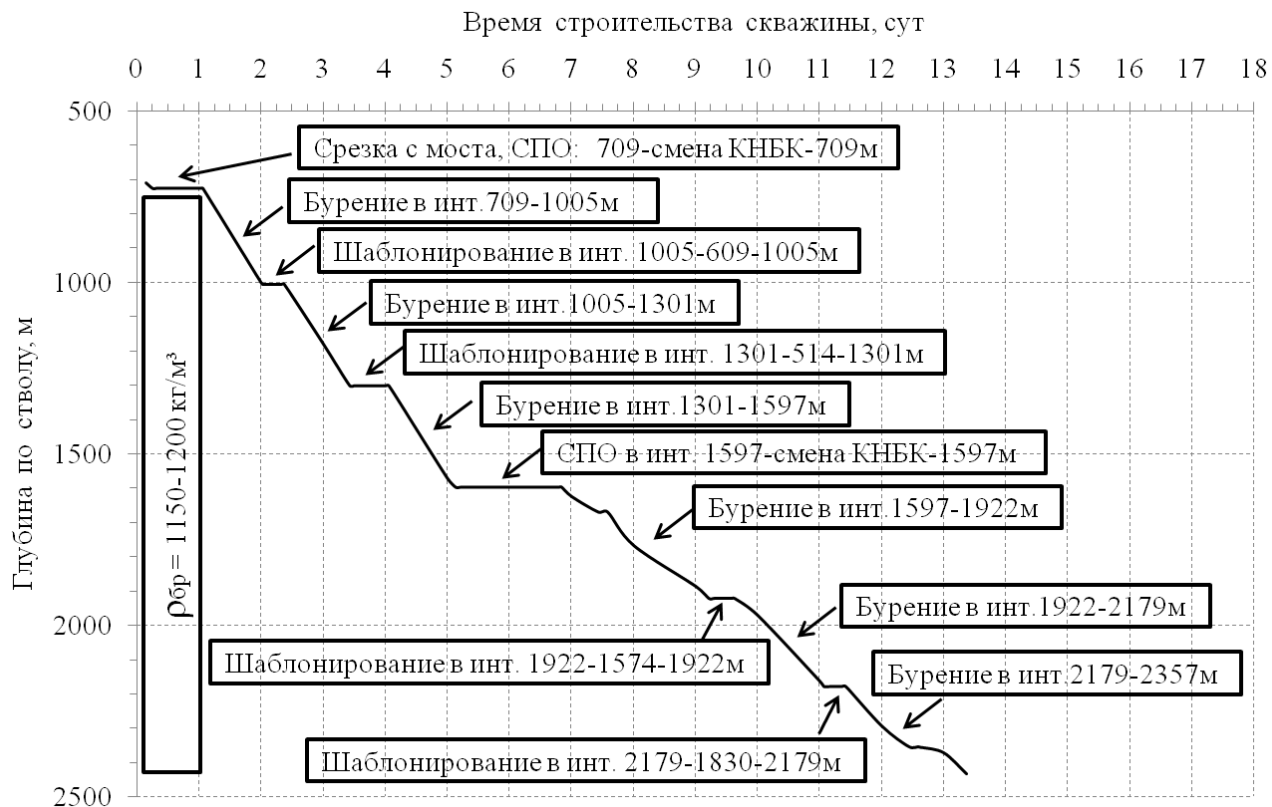


Рисунок 1.2 – Время строительства скважины №1011

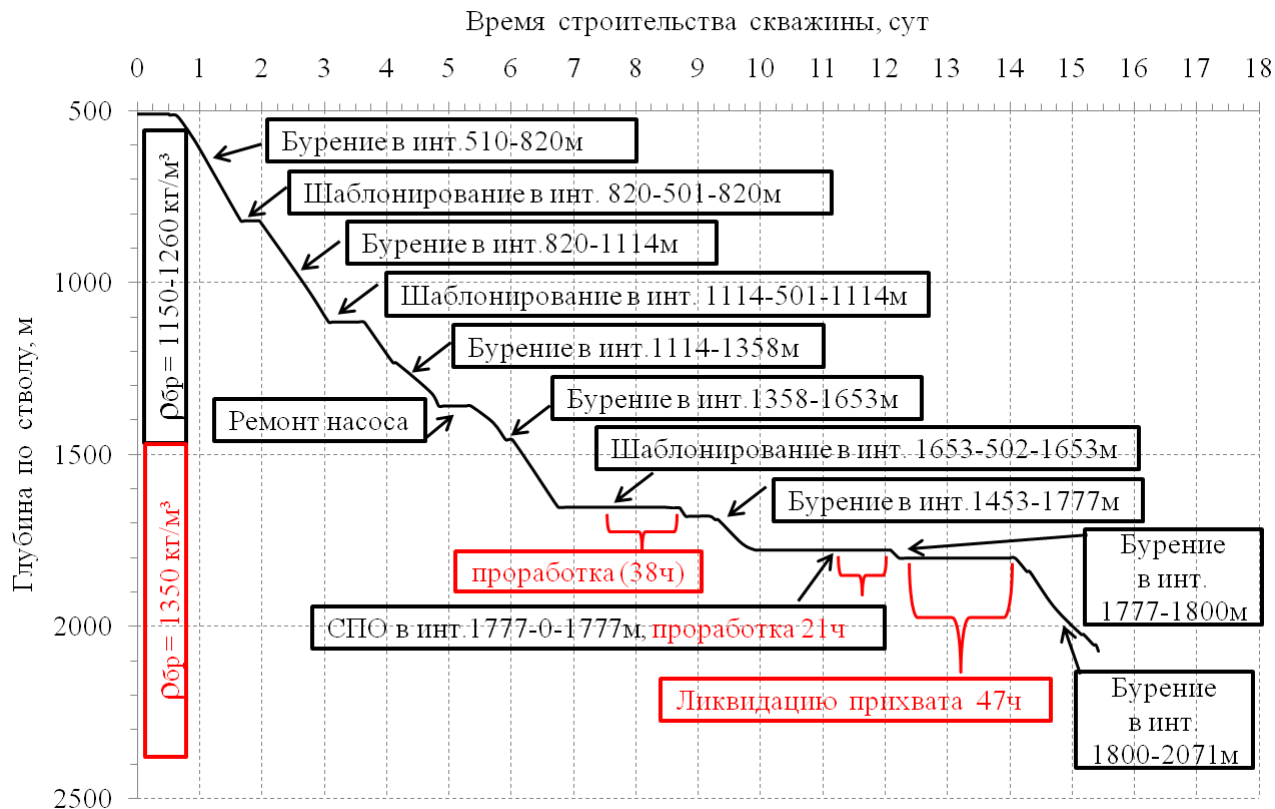


Рисунок 1.3 – Время строительства скважины №2016



Рисунок 1.4 – Время строительства скважины №2018

Из рисунка 1.2 видно, что при поддержании плотности промывочной жидкости в интервале $1150-1200 \text{ кг/м}^3$ временные затраты на проработку ствола скважины минимальны. После увеличения плотности до 1350 кг/м^3 при строительстве скважины №2016 на месторождении имени Р.Требса (рис. 1.3), было зафиксировано снижение ТЭП (106 часов на 600 метров проходки) из-за увеличения времени на проработку интервала во время СПО, а также ликвидации прихвата. На скважине №2018 (рис. 1.4) также зафиксированы проработки во время СПО после увеличения плотности до 1330 кг/м^3 , и как итог снижение ТЭП (54 часов 900 метров проходки).

1.3 Анализ критериев эффективности промывки забоя скважин

Под совершенной промывкой ствола скважины и забоя подразумевается немедленное и полное удаление шлама, образующегося в результате взаимодействия зубьев долота с породой. Р.А. Бобо, Ван Линген, Финстра и Ван

Ливвен, Мак-Лин объясняют очистку забоя и зубьев долота следующим явлением. После удара струи о поверхность забоя жидкость растекается и очищает его, промывает зубья и шарошки долота, затем поднимается вверх либо через проемы в долоте, либо через зазор между лапами долота и стенками скважины, увлекая при этом шлам в кольцевое пространство.

Впервые картину транспортировки шлама в зоне долота (в пространстве, занятом корпусом долота и шарошками) исследовали с применением метода скоростной киносъемки на прозрачной модели забоя скважины А.М. Гусман и Б.И. Мительман [21]. Важным результатом этих исследований явилось доказательство необходимости использования эффекта асимметрии в промывке гидромониторными струями путем применения разных размеров насадок или применения двух насадок вместо трех [20].

Совершенная промывка забоя и долота, как и немедленное беспрепятственное удаление шлама из призабойной зоны, может быть достигнута при обеспечении эффективной циркуляции бурового раствора. К факторам, определяющим эффективность циркуляции, относятся:

- расход жидкости;
- скорость истечения струй;
- геометрия системы промывки долота: число и форма насадок, их расположение и расстояние до забоя;
- характеристики промывочной жидкости: плотность, содержание твердой фазы, фильтрационная способность, вязкость, смачивающая способность и т.п.;
- диаметр и форма долота;
- свойства разбуриваемых пластов: прочность, степень уплотненности, проницаемость, давление и тип пластовых флюидов.

Определение оптимальных значений параметров, характеризующих эффективность промывки скважины в призабойной зоне, предполагает наличие определенных критериев оценки этой эффективности. В математической постановке задача состоит в нахождении максимума или минимума некоторой функции нескольких переменных, названной критерием эффективности.

Переменными величинами являются технологические факторы, оптимальные значения которых предстоит найти. В качестве критерия можно использовать любой из показателей эффективности процесса бурения: механическую скорость, проходку на долото, стоимость 1 метра бурения и т.п. Функциональными ограничениями могут быть мощность и максимальное рабочее давление, развиваемое насосами.

Для оптимизации гидравлических программ бурения и их составления в 50-е годы были разработаны некоторые специфические критерии – расход промывочной жидкости, скорость истечения и сила удара струи, гидравлическая мощность, динамическое давление струи на забой. Предполагалось, если максимизировать один из этих параметров исходя из определенной гидравлической мощности насосов, можно наблюдать рост скорости проходки [62]. Впоследствии было установлено, что дальнейшее увеличение значений гидравлических параметров не влечет за собой существенного роста скорости проходки. Также обнаружился ускоренный износ вооружения и опор долот, износ буровых насосов и повышенный расход запасных частей, особенно для гидравлической части (втулки цилиндров и поршни, штоки, клапаны, уплотнения).

Гидромониторные долота всех типоразмеров долотных заводов СССР, выпускаемые в 70-х годах, с большой осторожностью могли называться таковыми, ситуация изменилась только начиная с 1982-1983 годов, когда на Куйбышевском долотном заводе (КДЗ) было закончено освоение технологии изготовления шарошечных долот по лицензии. Однако В.С. Федоров и его ученики А.В. Зубарев и А.К. Козодой уже в середине 50-х годов начали исследовать гидромониторную промывку, почти за четверть века до того, как отечественная промышленность освоила выпуск гидромониторных долот удовлетворительного качества.

В 50-х годах А.К. Козодой [38] исследовал влияние профиля насадок на длину ядра потенциального течения и распространение струи в случае истечения в жидкость; зависимость между длиной ядра потенциального течения и

компактностью струи; распределение скорости струи и гидродинамического давления при воздействии на плоскую преграду; влияние профиля насадок и параметров подводящего канала на коэффициент расхода промывочной системы долота.

Долота с удлиненными насадками появились еще в 50-х годах [7, 22]. В Румынии выпускались долота с расстоянием от насадок до забоя 62 мм. Главный недостаток, из-за которого эти долота не получили широкого распространения, заключается в чрезмерном износе и даже разрушении удлинительных патрубков, в которых устанавливаются насадки. Один из способов решения этой проблемы был найден фирмой «Smith Tool».

Влияние давления бурового раствора на забой скважины изучалось ещё в 50-х годах [7, 9, 11]. Полученные данные однозначно свидетельствуют о том, что с увеличением давления на забой скважины скорость проходки уменьшается, если остальные условия сохраняются неизменными. Дифференциальное давление отрицательно влияет на скорость проходки двояким путем: упрочнением породы и удержанием измельченной породы на забое. Видрин и Бенит установили, что при разбуривании практически непроницаемых мергелей в интервале 2500-4500 метров, увеличение дифференциального давления от 0 до 70 атм приводило к уменьшению скорости проходки на 24-70%. Железняков установил, что в песчано-глинистых слабо уплотненных породах увеличение дифференциального давления от 10 до 43 атм приводило к уменьшению скорости проходки со 139 до 45 м/час. В твердых породах – доломитах, известняках, глинистых сланцах – с увеличением давления в диапазоне 5-27 атм механическая скорость бурения снижалась с 9,98 до 2,42 м/час. Однако, судя по результатам экспериментов [11], проницаемость породы практически не влияла на механическую скорость бурения. По-видимому, условия проведения экспериментов сильно отличались. Железняковым был произведен эксперимент, в котором при постоянных значениях частоты вращения и нагрузки на долото, при промывки водой производилось постепенное уменьшение расхода с 55 до 29 л/сек, что приводило к увеличению механической скорости бурения от 102 до 192 м/час. При этом

дифференциальное давление изменялось от 38 до 8 атм.

Начиная с 60-х годов, прошлого столетия основной фактор, препятствующий применению гидромониторных долот в турбинном бурении – недостаточная герметичность отдельных узлов турбобура. Однако личный опыт П.Ф. Осипова доказал, что при применении гидромониторных долот и специальных устройств для турбобуров положительный результат всё-таки достигается, несмотря на относительно низкие по сравнению с роторным бурением скорости истечения жидкости из насадок 45-60 м/сек.

В 1960 году в Бухарестском институте нефти и газа И. Банч и В. Флориан разработали долото, скорость проходки которого оказались выше, чем для серийных долот. В долоте часть жидкости проходит через канал в одной из лап долота, через ее цапфу и конус шарошки и выходит почти параллельно забою, смывая шлам из центральной зоны забоя к его периферии.

В 70-х и в первой половине 80-х годов активизировались стендовые и промысловые исследования, имеющие конечной целью совершенствование промывки забоя скважины при бурении гидромониторными шарошечными долотами. Одни авторы пытались познать процесс очистки забоя скважины, другие модернизировать промывочные узлы гидромониторных долот [19].

В ВолгоградНИПИнефти А.К. Козодой, Е.П. Варламов и П.Ф. Осипов впервые произвели измерения скоростей и направлений потоков, порожденных гидромониторными затопленными струями, в зоне неподвижного натурального долота, в области, непосредственно примыкающей к забою. Ими было установлено, что отраженные от забоя струйные потоки не доходят до центра долота, резко затухая уже на расстоянии $1/3$ радиуса скважины (отсчет от стенки к центру); отраженные потоки со скоростями, соизмеримыми по величине со скоростями самой струи при встрече с забоем, расположены в непосредственной близости от плоскости забоя; скорость потока на высоте 5 мм оказалась приблизительно в 3 раза меньше скорости, измеренной на высоте 0,5 мм от забоя, а на высоте 15 мм скорости весьма малы по сравнению со скоростями на забое скважины.

А.К. Козодой и А.А. Босенко, исследуя процесс разрушения пород под действием затопленных струй воды и глинистых растворов с небольшим содержанием бентонитовой глины экспериментально доказали, что непосредственное разрушение консолидированных пород высоконапорной «неподвижной» струей воды без механических примесей под воздействием только гидродинамического давления практически невозможно; «неподвижная» струя воды может вызывать кавитационное разрушение забоя малой интенсивности при малых статических давлениях среды истечения, при которых возможно возникновение кавитации на границе струи; «неподвижная» струя глинистого раствора вызывает эрозионное разрушение пород весьма малой интенсивности. Исследования ВНИИБТ подтвердили данные результаты.

В Уфимском нефтяном институте под руководством М.Р. Мавлютова осуществлены экспериментальные исследования механизма очистки забоя скважины. Были обоснованы и предложены асимметричные схемы промывки с использованием двух и одной насадки, применение «блуждающего» шарового клапана и использование полусферической формы забоя для эффективного удаления шлама с забоя [39, 40].

Группой исследователей под руководством Н.А. Жидовцева в 1975 году в ВолгоградНИПИнефти и Уфимском нефтяном институте были проведены исследования гидродинамики потоков на забое скважины с использованием экспериментальных установок. В период исследований были испытаны более 50-ти различных схем промывки, и как результат были предложены и внедрены технические решения: направленная вверх эжекционная насадка в сочетании с боковой гидромониторной промывкой; применение «центральной» гидромониторной промывки с помощью щелевой насадки, формирующей одну центральную и три плоских струи, направленных на шарошки или межшарошечное пространство; использование различных вариантов комбинаций этих типов промывки. В работе утверждается, что долота с центральной щелевой насадкой, обеспечивают рост показателей бурения по проходке на 30-50% и механической скорости бурения 10-20%.

Годом позже в 1976 году Ассоциация технических исследователей в нефтяной промышленности (АРТЕП, Франция) разработала и испытала долото с двумя насадками, расположенными между шарошками, и одной, направленной вверх (последняя создает эжекционный эффект). Скорости бурения возросли на 15-20% [38].

Фараджев теоретически определил оптимальный профиль насадки, при котором гидравлическое сопротивление вдоль насадки минимально, а коэффициент ϕ приближается к единице. У насадок с эллиптическим профилем ($\phi \approx 0,99$) почти вся энергия давления преобразуется в кинетическую энергию течения жидкости, а у насадок с прямым входом коэффициент скорости $\phi \approx 0,6$.

Абрамович [6] и Козодой, проводя исследования, определили, что для любого сечения струи отношение между средней и максимальной скоростью струи является константой ($k = 0,425$) независимо от типа насадки.

Кулиев [20] и Джалилов [21] непосредственно измерили силу удара неподвижных и вращающихся струй внутри трубы, имитирующей стенки скважины, в результате было выявлено существование максимума этой силы на оси струи.

Сатко и Майерс измерили распределение суммарного давления на пластине, имитирующей забой скважины, с помощью семи трубок Пито, расположенных по радиусу, при вращении шарошечного долота. В результате были сделаны следующие выводы: максимальное давление имеет место в центре зоны контакта струй с забоем, оно возрастает с повышением начальной скорости струй и снижается с увеличением расстояния между насадками и забоем; давление в центральной части забоя может быть меньше гидростатического, что, по-видимому, обусловлено повышенными скоростями поперечных потоков; если при одном и том же расходе жидкость вытекает через одну или две насадки вместо трех при одинаковой эквивалентной площади их поверхности (а значит, одинаковой скорости струй), то радиальные градиенты давления будут значительно выше что приводит к улучшению очистки забоя.

О влиянии вязкости бурового раствора на расширение струи имеются

разные мнения. Например, Кулиев установил, что диаметр струи бурового раствора в идентичных условиях на 15-20% меньше диаметра струи воды, хотя Донольд и Зингер утверждают, что угол расширения струи возрастает с увеличением вязкости бурового раствора.

Разграничить влияние различных свойств бурового раствора чрезвычайно трудно, обычно одновременно изменяются все характеристики бурового раствора [49]. Например, с увеличением содержания твердой фазы повышаются плотность и вязкость бурового раствора. Именно по этой причине многочисленные результаты, приведенные в публикациях противоречивы. Практически бесспорно влияние плотности промывочной жидкости на скорость проходки, с увеличением плотности раствора, скорость проходки уменьшается вследствие роста дифференциального давления. Наиболее высокие скорости проходки достигаются при использовании легких буровых растворов и воды. Предполагается, что увеличение скорости фильтрации бурового раствора способствует повышению механической скорости бурения, хотя существование корреляционной связи между этими показателями часто оспаривается [27, 28]. Повышение объемной доли твердой фазы приводит к снижению скорости проходки независимо от изменения других характеристик, это явление объясняется, закупориванием пор породы и увеличением градиентов давления в зоне породоразрушения [29]. Например, при бурении с промывкой солевым раствором плотностью 1200 кг/м^3 скорость проходки намного выше, чем при использовании глинистого бурового раствора такой же плотности. В лабораторных условиях также было установлено, что с увеличением объемной доли твердой фазы от 3 до 12% при одинаковом гидростатическом давлении скорость проходки уменьшается в 4 раза. Согласно экспериментам Шрейнера, твердость породы снижается в присутствии воды на 10-20% и даже более, если она содержит ПАВ, а дизтопливо оказывает незначительное влияние на снижение твердости горных пород.

Упомянем известную методику выбора расхода промывочной жидкости применяемую в Западной Сибири, где наблюдаются высокие механические скорости проходки. Цель минимизация критерия оптимизации $P_{заб}$ – величины

полного гидродинамического давления на забой скважины, учитывающего влияние «утяжеления» восходящего потока буровой жидкости выбуренной горной породой [56].

В.С. Федоров и Р.А. Бадалов обнаружили, что при бурении долотами с «центральной» промывкой, механическая скорость бурения $V_{мех}$ увеличивается по мере возрастания расхода Q до достижения некоторого «критического» расхода бурового раствора $Q_{кр}$, после чего $V_{мех}$ остается максимальной и неизменной. Они впервые привели конкретные значения $Q_{кр}$ и связали их с площадью забоя. Следовательно, соблюдение условия $Q \geq Q_{кр}$ воспринималось ими как признак достижения совершенной очистки забоя. А при условии несовершенной очистки забоя $Q < Q_{кр}$ произойдет уменьшение скорости бурения, однако никаких количественных зависимостей, связывающих скорость бурения с параметрами промывки для этого случая, они не дали.

В.С. Федоров [13] рекомендует оптимальные значения удельного расхода, при которых обеспечивается совершенная промывка забоя скважины: $Q_s = 0,043 \div 0,057$ л/(с·см²), т.е. отношение расхода к площади поверхности забоя скважины. Согласно исследованиям Железнякова, для твердых карбонатных пород $Q_s = 0,040$ л/(с·см²), для плотных глин и песчаников $Q_s = 0,055$ л/(с·см²), тогда как для мягких пород (при бурении с промывкой водой) $Q_s = 0,080$ л/(с·см²). Указанные значения ориентировочные, так как они зависят от дифференциального давления, от скорости струй и свойств бурового раствора.

А.Т. Бургуайн [51] увязал выбор параметров промывки с величиной механической скорости бурения $V_{мех}$ или с выбором величин «силовых» параметров бурения и даже предложил эмпирическую зависимость удельной гидравлической мощности $N_{y\partial}$ (кВт/см²) от $V_{мех}$ (м/час):

$$N_{y\partial} = 0,13 V_{мех}^{(1/3)} \quad (1.1)$$

Однако такая постановка не представляется корректной хотя бы потому, что механическая скорость сама является функцией забойной мощности.

Фуллerton [56] предложил универсальную зависимость между $N_{y\partial}$ и величиной удельной механической мощности, в расчете на единицу диаметра

долота, затрачиваемой на разрушение забоя долотом, но такой подход представляется еще менее убедительным.

Г.Ф. Скрыбиным были произведены промысловые исследования промывки скважины, а именно применения гидромониторных долот в неоднородных породах. Исследователю не удалось получить ни одной надежной зависимости механической скорости бурения для неоднородных пород, которые были представлены частым чередованием пород существенно отличающихся по механическим и абразивным свойствам: известняки, глины и доломиты. Неоднородность условно однородной пачки существенно усложняет задачу создания методики прогнозирования. Подобного типа неоднородность явление типичное, чем исключительное.

Р.М. Эйгелес и А.Ф. Элькинд изучали особенности фильтрации жидкости в полупространстве породы на забое под воздействием дифференциального давления. Ю.И. Коваленко [37], А.М. Свалов и С.А. Ширинзаде изучали особенности фильтрации под воздействием неподвижной относительно забоя струи. Вышеперечисленные учёные отвергли задачу изучения фильтрационных потоков в проницаемой породе под воздействием перемещающейся, вращающейся относительно забоя струи, считая, что время действия струи слишком мало и по этой причине эта задача интереса не представляет. П.Ф. Осипов и В.И. Зелепукин [67, 68] впервые исследовали фильтрацию жидкости под воздействием подвижной перемещающейся струи. Под воздействием струи в массиве породы, прилегающем непосредственно к забою, изменяется не только давление, но и скорость, и направление фильтрации. С технологической точки зрения интерес представляют скорости и градиенты давления на расстоянии не более 10-15 мм от плоскости забоя, поскольку именно такие размеры имеет зона предразрушения, где формируется система трещин при работе шарошечного долота.

Достижение максимальных скоростей проходки возможно лишь при оптимизации всего процесса промывки посредством применения адекватной разбуриваемым породам конструкции долота и системы его промывки, а также

путем надлежащего выбора параметров промывки и характеристик промывочной жидкости.

Оптимизацией гидромониторной промывки занимались следующие исследователи: Аваков В.Э., Ангелопуло О.К., Ахмадеев Р.Г., Басарыгин Ю.М., Бревдо Г.Д., Булатов А.И., Буслаев В.Ф., Вадецкий Ю.В., Ганджумян Р.А., Гильман К.М., Городнов В.Д., Грим Р.Э., Данюшевский В.С., Дарли Г.С.Г., Есьман Б.И., Жидовцев Н.А., Исаев В.И., Калинин А.Г., Кистер Э.Г., Козодой А.К., Кондратенко П.И., Леонов Е.Г., Логачев Ю.Л., Маковей Н., Мирзаджанзаде А.Х., Осипов П.Ф., Подгорнов В.М., Пустовойтенко И.П., Резниченко И.Н., Роджерс В.Ф., Рябоконь С.А., Рязанов Я.А., Самотой А.К., Шандин С.Н., Шищенко Р.И., Яров А.Н. и другие.

Существенное влияние на развитие технологии углубления скважин на Севере Европейской части России оказали Р.Г. Ахмадеев, В.Ф. Буслаев, И.Ю. Быков, С.М. Вышенский, Ю.М. Гержберг, В.А. Зюзев, В.Т. Лукьянов, П.Ф. Осипов, Ю.Ф. Рыбаков, Г.Ф. Скрыбин, Н.М. Уляшева, В.М. Юдин и другие исследователи.

Анализируя традиционные и современные методики промывки скважины можно с уверенностью утверждать, что накоплен значительный по объему и разнообразию опыт использования гидромониторных долот. По литературным данным все методики промывки скважины обеспечивают увеличение показателей работы долот в той или иной степени, но ввиду противоречивости результатов эти данные невозможно использовать для разработки современной методики прогнозирования эффекта от применения высоконапорных струй, даже в однородных породах.

Промывка скважины гидромониторными долотами проектируется обычно по «безоптимизационной» схеме: вначале по условию ($Q < Q_{кр}$) выбирается технологически необходимый расход, а затем имеющийся резерв давления полностью или частично реализуется на насадках долота. Поиск оптимального варианта промывки скважины при бурении гидромониторными долотами до недавнего времени осуществлялось только по максимумам гидравлической

мощности струй или силы их удара.

П.Ф. Осипов и Ю.Л. Логачев предложили и обосновали критерий $P_{эф}$ – эффективное давление струи. Впервые был предложен критерий промывки, в определении которого участвует параметр пластовое давление, описывающий геологические условия бурения. Величина $P_{эф}$ вычисляется по формуле:

$$P_{эф} = P_{ос} - P_{диф} \quad (1.2)$$

где $P_{ос}$ – осевое давление струи на забой, определяемое по известным методикам; $P_{диф}$ – дифференциальное давление, определяемое по формуле:

$$P_{диф} = \rho g l_{скв} + P_{кп} - P_{пл} = P_{ст} + P_{кп} \quad (1.3)$$

где $P_{кп}$ – потери давления в заколонном пространстве, атм; $P_{пл}$ – пластовое давление, атм; $P_{ст}$ – статическое дифференциальное давление (репрессия), атм; ρ – плотность бурового раствора, кг/м³; $l_{скв}$ – глубина скважины, м.

Критерий $P_{эф}$ выгодно отличается от гидравлической мощности струй или силы их удара тем, что напрямую зависит от конструктивных особенностей промывочного узла долот, от количества насадок и диаметра последних, от расстояния от насадки до забоя, от дифференциального давления в момент промывки и от компонентов давления, от которых зависит последнее. Такой критерий более «технологичен» и потому дает больше шансов на получение положительного результата от применения гидромониторной промывки.

Основным достоинством критерия $P_{эф}$ является то, что он позволил существенно продвинуться в направлении прогнозирования количественного влияния интенсивности промывки на показатели работы гидромониторных долот. Дело в том, что с его помощью удалось связать количественно величину гидравлического критерия промывки с интенсивностью фильтрационных процессов, возникающих на забое под влиянием подвижных, вращающихся вместе с долотом, гидромониторных струй.

Несмотря на явные преимущества критерия $P_{эф}$ перед другими, он не лишен недостатков: критерий промывки является размерной величиной, и он не имеет характерного предельного значения, ориентируясь на которое можно судить об уровне интенсивности и качества промывки забоя.

П.Ф. Осипов для оценки интенсивности промывки забоя скважины предложил использовать новый безразмерный критерий:

$$J = P_{эф} / P_{ос} \quad (1.4)$$

или

$$J = 1 - P_{диф} / P_{ос} \quad (1.5)$$

При дифференциальном давлении $P_{диф} = 0$, критерий $J = 1$ (бурение на «равновесии»), это предельное значение критерия J , достижение которого вполне можно увязывать с повышением эффективности гидромониторных долот. Критерий J может быть больше 1, но только тогда, когда при бурении пластовое давление больше давления в скважине. Критерий J может быть равен 0, когда $P_{диф} = P_{ос}$, и быть меньше нуля, если $P_{диф} > P_{ос}$. Варианты когда критерий J от 0 до 1, говорит о том, что $p_{диф} > 0$ и об эффективности гидромониторных долот. Отрицательное влияние дифференциального давления на критерий J очевидно, и для применения гидромониторных долот должна предшествовать работа по минимизации плотности и реологических параметров бурового раствора. При бурении, когда плотность и реологические параметры раствора завышены, для «восстановления» критерия J , может быть применено приближение насадок к забою. Когда критерий J стремится к 1, то условия разрушения периферийной части забоя становятся легче, буримость пород искусственно повышается, из-за частичной разгрузки периферийных венцов с одновременным увеличением нагрузки на зубья средних и центральных венцов.

1.4 Постановка задач исследований

Для первичного вскрытия продуктивных горизонтов и сохранения естественной проницаемости, стали применять растворы на углеводородной основе. Так как в компонентный состав РУО входит небольшое количество химических реагентов, то появляется задача разработать математическую модель и алгоритм прогнозирования основных параметров бурового раствора на углеводородной основе на начальном этапе приготовления и оценить

эффективность такой модели. Оценивая, адекватность математической модели и алгоритма прогнозирования основных параметров РУО, необходимо помнить, что исследования будут производиться только для определенного компонентного состава, и с определенной дисперсионной средой. Если дисперсионная среда или компонентный состав будут изменены, то и математическая модель и алгоритм будут уточняться соответственно.

Раствор на углеводородной основе как промывочная жидкость, во время циркуляции, проходя через насадки долота, взаимодействует с забоем скважины, затем поднимаясь по кольцевому пространству, продолжает взаимодействовать со стенами скважины и бурильным инструментом, вплоть до подъёма на поверхность до системы очистки. Исходя из выше сказанного, промывочная жидкость всегда, либо косвенно, либо напрямую влияет на процесс углубления ствола скважины. Для снижения затрат времени на борьбу с осложнениями и инцидентами, связанными с потерей подвижности бурильного инструмента вызванной дифференциальным прихватом, необходима численная оценка этого явления и влияющих на него факторов.

В научной литературе вопросы взаимодействия бурильной колонны со стенками скважины достаточно широко освещены в работах М.М. Александрова, И.Н. Андропова, М.Т. Абдурахманова, Р.Р. Алишаняна, Н.Г. Аветисяна, В.П. Балицкого, В.Ф. Буслаева, Г.П. Злотникова, А.Г. Калинина, А. Лубинского, М.А. Мысляка, А.М. Миленького, П.Ф. Осипова, Е.В. Пластининой, А.К. Самооя, И.Ф. Чупрова, Е.К. Юнина, В.Г. Ясова и другие.

В расчёте сил прижатия бурильной колонны к стенке скважины, по методике М.М. Александрова, из всех параметров жидкости используется только параметр «сопротивление со стороны жидкости» (коэффициент трения). Однако при потере подвижности бурового инструмента вызванного дифференциальным прихватом не учитывается влияние плотности промывочной жидкости, а также роль следующих факторов – чрезмерной длины УБТ, толщины фильтрационной корки и её проницаемости, обуславливающих рост площади контакта корки с трубой [87]. Производственный опыт показывает, что при завышенной плотности

промывочной жидкости фиксируются дифференциальные прихваты, хотя толщина фильтрационной корки и коэффициент трения могут не измениться. Исходя из вышесказанного, появляется задача разработать методику расчёта продольных сил при спускоподъемных операциях, обусловленных гидравлическим прижатием буровой колонны в наклонно направленных скважинах, которая позволяет определять верхнюю границу плотности бурового раствора.

При углублении скважины, для достижения максимально возможной механической скорости, могут быть использованы трехшарошечные долота или долота PDC. При применении трехшарошечных долот, диаметры насадок заранее определяются или выбираются по остаточному давлению при проектировании гидравлической программы промывки скважины. В настоящее время отсутствует общепризнанная формальная методика выбора параметров гидромониторной промывки забоя. А именно, не учитывается: существуют ли какие-либо препятствия потоку гидромониторной струи из гидромониторных насадок различных размеров и гидромониторных узлов, и достигает ли гидромониторная струя забоя либо частично или полностью разрушается, попадая на элементы конструкции долота (при этом бесполезно растрачивается гидравлическая мощность). П.Ф. Осипов предложил критерий промывки J , в определении которого участвует параметр пластовое давление, описывающий геологические условия бурения. Этот критерий выгодно отличается от других ($V_{заб}$ – скорости истечения струй, м/сек; $N_{заб}$ – гидравлической мощности струй, Вт; $W_{заб}$ – силы удара струй, Н) тем, что напрямую зависит от конструктивных особенностей промывочного узла долот, от количества насадок и диаметра последних, от расстояния между насадкой и забоем, от дифференциального давления в момент промывки и от компонентов давления, от которых зависит последнее. Такой критерий более «технологичен» и потому дает больше шансов на получение положительного результата от применения гидромониторной промывки. Анализ позволил определить современные подходы к проектированию гидромониторной промывки забоя. А также возникла задача экспериментально оценить параметры

распространения струи до забоя с помощью специальных измерительных приборов, для совершенствования методических подходов к проектированию промывки забоя скважины.

Таким образом, проанализированы возможности проектирования и оптимизирования технологических свойств промывочной жидкости, а также промывки забоя скважины. Сформулированы основные задачи исследований:

1. Проведение анализа современного состояния технологии буровых растворов и промывки скважин.
2. Разработать математические зависимости и алгоритм прогнозирования основных параметров бурового раствора на углеводородной основе на начальном этапе приготовления и оценить его эффективность.
3. Провести анализ факторов, влияющих на прижимающие усилия на бурильную колонну в наклонно направленной скважине и определить влияние плотности промывочной жидкости на силы, возникающие от дифференциального перепада давления.
4. Экспериментально оценить и разработать решения по совершенствованию гидромониторной промывки забоя скважины.

ГЛАВА 2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

2.1 Компонентный состав растворов на углеводородной основе

В первой главе показан анализ буровых растворов на углеводородной основе, из литературных источников и технической информации: инвертных эмульсионных растворов, «Эмультона», «Эмульгара», «ИКИНВЕРТа», «ИКИНВЕРТ-Та» и др. Также рассмотрена рецептура обратной эмульсии, на основе минерального масла, применяемая отечественными и зарубежными сервисными компаниями по буровым растворам в настоящее время.

Дизтопливо, минеральные масла и синтетические жидкости не проводят электричество, не растворяют ионосодержащие соединения, например, соль или ангидрит, и не растворяются в воде. Они используются в качестве дисперсионной основы в инвертно-эмульсионных буровых растворах. Способы расчета рецептуры, порядок приготовления, опробования и поддержания заданных свойств инвертных эмульсий практически одинаковы для всех перечисленных промывочных жидкостей.

Инвертно-эмульсионные промывочные жидкости представляют собой смесь двух несмешиваемых жидкостей: углеводородной (или синтетической жидкости) и воды. Они могут содержать до 50% воды и более. Вода при этом присутствует в виде мельчайших капель и равномерно диспергирована во внешней неводной среде (фазе). Капли воды удерживаются в углеводородной жидкости (синтетической жидкости) во взвешенном состоянии и не сливаются друг с другом, благодаря действию поверхностно-активных веществ, разделяющих две фазы.

При условии равенства размеров капель воды, более устойчивой является эмульсия с меньшим содержанием воды, так как вследствие большего расстояния между каплями вероятность их слияния меньше.

Чем меньше размер капель, тем выше устойчивость эмульсии, поскольку крупные капли сливаются друг с другом легче, чем мелкие. Одинаковость размера капель также повышает стабильность эмульсии.

Присутствие огромного количества капель в эмульсии приводит к увеличению вязкости жидкости. При этом действие капель подобно действию мелкодисперсной твердой фазы, добавленной в раствор на водной основе и повышающей его пластическую вязкость.

Для нормального эмульгирования воды в углеводородной жидкости, необходимо добавить химический эмульгатор в количестве, достаточном для образования пленки вокруг каждой капли воды. Если эмульгатора недостаточно, эмульсия будет неустойчива. С увеличением содержания воды, требуемая концентрация эмульгатора возрастает [64, 79, 85].

При добавлении углеводородной жидкости (дисперсионной среды) устойчивость эмульсии повышается, так как расстояние между частицами воды увеличивается и вязкость снижается. Для обеспечения необходимой вязкости, статического напряжения сдвига и показателей фильтрации, необходимо отрегулировать соотношение между углеводородной жидкостью (или синтетической) и водой.

Включение твердой фазы в водную эмульсию на углеводородной или синтетической основе может иметь как положительное, так и отрицательное воздействие на свойства бурового раствора. Это зависит от характера смачиваемости твердых частиц. Пока твердые частицы находятся во взвешенном состоянии, смочены углеводородной жидкостью, не слипаются и не вызывают снижения требуемой концентрации ПАВ, эмульсия сохраняет устойчивость.

Безводные промывочные жидкости приготавливаются с использованием добавок на основе целого ряда химических реагентов, называемых поверхностно-активными веществами или ПАВ [52]. К данным веществам относятся эмульгаторы, моющие средства и смачивающие агенты. Их действие основано на уменьшении сил поверхностного натяжения между двумя различными жидкостями или между жидкостью и твердым телом.

Соотношение между стойкостью и характером связей гидрофильного и лиофильного концов можно определить по шкале гидро- и лиофильного баланса (ГЛБ). Номер по шкале указывает на назначение ПАВ. Эмульгаторы для эмульсии углеводородной жидкости в воде имеют более высокий показатель ГЛБ, эмульгаторы инвертных эмульсий – более низкие, а смачивающие агенты имеют среднее значение ГЛБ.

Концепция чисел ГЛБ, особенно в версии Гриффина, оказалась полезной при первичном отборе ПАВ для определенных целей (табл. 2.1).

Таблица 2.1 – Использование чисел ГЛБ Гриффина

Диапазон чисел ГЛБ	Смешение с водой
1-4	Диспергирование не происходит
3-6	Слабое диспергирование
6-8	Молочная дисперсия после встряхивания
8-10	Устойчивая молочная дисперсия
10-13	Опалесцирующая или прозрачная система
13-20	Прозрачный раствор
Диапазон чисел ГЛБ	Применение
3-6	Эмульгаторы для систем «вода в масле»
7-9	Смачивающие агенты
8-14	Эмульгаторы для систем «масло в воде»
9-13	Моющие составы
10-13	Солюбилизаторы
12-17	Диспергаторы

Безводные промывочные жидкости содержат смачивающие вещества, которые покрывают твердые поверхности и частицы пленкой, что приводит к изменению краевых углов поверхности раздела «твердое тело - жидкость» (смачиваемости). За счет этих химических реагентов обеспечивается преимущественное смачивание твердых веществ углеводородной или синтетической жидкостью. Если жидкость содержит избыточное количество

смачивающих веществ, и при этом твердые частицы полностью смочены, может происходить их оседание или выпадение в осадок. Для образования стабильной эмульсии твердая фаза должна поддерживаться в состоянии преимущественного смачивания углеводородной жидкостью.

В результате смачивания водой утяжеляющий материал и твердая фаза слипаются, выпадают в осадок или отделяются от жидкости на виброситах или других очистных установках.

В компонентный состав обратных эмульсий входят небольшое количество химических реагентов. Рассмотрим применяемые химические добавки для растворов на углеводородной основе.

Эмульгаторы представляют собой ПАВ, которые уменьшают силы поверхностного натяжения между частицами воды и углеводородной жидкостью (или синтетической). Обладая способностью частично растворяться в воде и в углеводородной жидкости, они стабилизируют эмульсию. Эмульгаторы являются, как правило, спиртами с не полярной длинной цепью, жирными кислотами или полимерами и могут быть анионоактивными, катионоактивными и неионогенными. Один конец молекулы эмульгатора притягивается водой, а другой – углеводородной или синтетической жидкостью. Частицы эмульгатора образуют пленку на поверхности капель воды, тем самым предотвращая их слипание. Как правило, для образования стабильной эмульсии необходима не только достаточная концентрация эмульгатора, стабилизирующего состояние водных капель и смачивающего агента, покрывающего пленкой поверхность твердых частиц, но и избыточное количество этих реагентов, обеспечивающих покрытие пленкой переходящей в раствор твердой фазы и эмульгирование дополнительного количества воды, попадающей в эмульсию.

Смачивающий агент является поверхностно-активным веществом, уменьшающим силы поверхностного натяжения и угол контакта между жидкостью и твердым телом. В результате действия этих веществ жидкость растекается по твердой поверхности. Один конец молекулы смачивающего агента растворим в дисперсионной жидкости, а другой притягивается к твердым

поверхностям. В безводных жидкостях применение смачивающих агентов позволяет обеспечить смачивание твердой фазы углеводородной или синтетической жидкостью. Твердая фаза (барит, глины и выбуренная порода) должны смачиваться дисперсионной жидкой фазой, в противном случае будет происходить их слипание и выпадение в осадок. Большинство твердых веществ имеют естественное свойство смачиваться преимущественно водой, и поэтому для смачивания их углеводородной или синтетической жидкостью, необходимо применять смачивающие агенты.

Следующий компонент загустители. Несмотря на то, что эмульгированная вода приводит к увеличению вязкости, в раствор необходимо добавлять загустители и гелеобразующие агенты. Без предварительной обработки глины невозможно применять в качестве загустителей, поскольку в углеводородной или синтетической жидкости они не гидратируются и не распускаются. Если частицы глины предварительно покрыть аминовой пленкой, придав им тем самым органофильные свойства, глина будет распускаться в углеводородной и синтетической жидкости, повышая ее вязкость. Вместе с тем для обеспечения максимального диспергирования органофильных глин требуется полярный активатор (вода или спирт). Следовательно, при увеличении соотношения углеводородной или синтетической жидкости к воде, диспергирование глин уменьшается. При увеличении скоростей сдвига и температуры эти глины распускаются быстрее. Однако, если амин не устойчив к воздействию высоких температур и распадается, глина превратится в инертную твердую фазу. Термостабильные органофильные глины могут использоваться для бурения в условиях высокой температуры. Для повышения способности свежеприготовленного раствора удерживать твердую фазу во взвешенном состоянии во время замешивания и транспортировки следует применять альтернативные виды загустителей – нефтерастворимые полимеры.

Для регулирования плотности применяют утяжелители. Чаще всего для утяжеления буровых растворов на нефтяной или синтетической основе применяют сульфат бария (барит) и карбонат кальция [77, 81].

Понизители фильтрации. Фильтрация инвертно-эмульсионных растворов зависит от вязкости жидкой дисперсионной среды, соотношения углеводородной жидкости (или синтетической) и воды, плотности эмульсии, смачиваемости твердой фазы водой и количества обработанной амином глины в циркуляционной системе. При более высоких температурах $>300^{\circ}\text{F}$ (149°C) большинство растворов необходимо обрабатывать понизителями фильтрации. Наиболее распространенными из них являются гильсонит или битум, и обработанный амином лигнин, а также полимерные наполнители. Некоторые компании воздерживаются от применения гильсонита ввиду опасности закупоривания пор продуктивного пласта и нарушения его коллекторских свойств.

Известь добавляется в промывочные жидкости на углеводородной и синтетической основе для регулирования щелочности и в качестве источника кальция для нейтрализации диоксида углерода и сероводорода. Для образования кальциевого мыла, используемого для эмульгирования типовых инвертных эмульсий, используются ионы кальция, получаемый из извести, и первичный эмульгатор. Избыток извести традиционных систем промывочных жидкостей рекомендуется поддерживать от 5 до 10 кг/м^3 .

Хлористый кальций добавляют в промывочную жидкость для увеличения солесодержания водной эмульсии и ингибирования глин и реактивной твердой фазы. Вместо хлористого кальция, можно использовать хлористый натрий или калий, и другие водорастворимые реагенты.

В обратных эмульсиях, как и в растворах на водной основе, для безаварийного ведения работ, поддерживаются технологические параметры промывочной жидкости в заданных проектной документацией интервалах [26]. Рассмотрим основные технологические параметры растворов на углеводородной основе.

Электростабильность является показателем способности водной фазы к образованию мелкодисперсной эмульсии в углеводородной или синтетической основе. Высокие показатели электростабильности указывают на высокую стойкость эмульсии и стабильность жидкости. Углеводородные и синтетические

жидкости не проводят электричества. При измерении электростабильности, измеряется напряжение (Вольт), соответствующее моменту разрушения эмульсии, заключенной между электродами измерительной ячейки, погруженной в эмульсию.

Соотношение углеводородной жидкости (или синтетической) и воды указывает на доли нефти и воды в общем объеме жидкой фракции. Как правило, для более плотных буровых растворов необходимы более высокие соотношения «масло-вода».

Реологические свойства. Для получения значимых данных о реологических свойствах, разные замеры необходимо проводить при одинаковой температуре на вискозиметре. Вязкость всех типов жидкостей на углеводородной и синтетической основе подвержена воздействию температуры: вязкость уменьшается с ее ростом. Пластическая вязкость (ПВ) промывочной жидкости возрастает с увеличением вязкости основы, содержания воды, а также концентрации, размера, формы и распределения твердой фазы. Температура промывочной жидкости при измерении реологических характеристик на вискозиметрах должна быть постоянной и равна 60°C. Для удержания частиц утяжеляющего материала во взвешенном состоянии, как правило, достаточно начального статического напряжения сдвига (СНС) свыше 2,5 Па (или по API = 5 фунт/100фут²). Данная величина приближительна, поскольку она зависит от характера воздействия температуры на углеводородные и синтетические жидкости. Необходимо постоянно контролировать выпадение осадка в промывочных жидкостях на углеводородной и синтетической основе, поскольку это может указывать на наличие одной из двух серьезных проблем: 1 - выпадение осадка вследствие недостаточного СНС; 2 – вследствие смачиваемости твердых частиц водой.

Фильтрацию (см³/30 мин) промывочной жидкости на углеводородной основе измеряют на специальном фильтр-прессе при высокой температуре и высоком давлении (НТНР по API). Температура промывочной жидкости при измерении фильтрации НТНР составляет 60°C, но может меняться в зависимости

от условий бурения. Давление, при измерении фильтрации НТНР составляет 35 атм (по API 500 psi, что означает нагнетание давления сверху 600 psi и нагнетание давления снизу 100 psi).

Значения коэффициента трения в промысловых буровых растворах колеблется в довольно широких пределах. При использовании буровых растворов на углеводородной основе (РУО) принимают коэффициент трения в пределах 0,05-0,20. А при использовании растворов на водной основе (РВО) - в пределах 0,20-0,40.

2.2 Промысловый эксперимент и обработка результатов исследований

Рецептуры РУО по сравнению с РВО консервативны, а именно включают весьма ограниченный набор химических реагентов. Большинство технологических параметров регулируются и зависят от электростабильности, которая зависит от степени диспергирования дисперсной фазы (вода) и её объёма.

РУО характеризуется постоянством свойств и стабильностью, которые достаточно хорошо прогнозируются и тем самым появляется возможность их моделирования. Дальнейшей нашей задачей была разработка математической модели и алгоритма прогнозирования основных параметров РУО на начальном этапе приготовления на основе проведенных промысловых экспериментов [48].

Выбор углеводородной или синтетической основы для конкретных горно-геологических условий сводится к определению рецептуры, обеспечивающей оптимальное соотношение экологической безопасности, затрат на утилизацию, стоимости бурового раствора, технологических свойств.

Промысловые исследования технологии приготовления РУО проведены на четырех скважинах (Самбурского, Еты-Пурского, Юрхаровского, Южно-Кыртаельского месторождений). Для диспергирования РУО применялись два типа промышленных диспергаторов ДГ-40 и ДГС-40-20. На разных буровых давлении диспергирования были различны и варьировались в диапазоне от 60 до 130 атм. В промысловых условиях производилось приготовление необходимого

объёма РУО согласно план программы по буровым растворам. Приготовление РУО производилось в 3-5 ёмкостях объёмом от 40 до 60 м³. Наличие не менее трех ёмкостей позволяло проводить диспергирование на трёх режимах (60, 100, 130 атм). Перед приготовлением РУО производилась чистка ёмкостей от растворов на водной основе и осевшего утяжелителя (или шлама). В большинстве случаев общий объём свежеприготовленного РУО составлял 150-200 м³, такой объём необходим для полного замещения промывочной жидкости в скважине и для обеспечения циркуляции раствора.

Методика промыслового эксперимента заключалась в следующем:

1. Подготовка основы РУО в объёме одной ёмкости;
2. Диспергирование основы РУО в течение 12 часов и определение электростабильности с интервалом в 4 часа на разных режимах работы диспергатора (изменялось время и давление);
3. После завершения приготовления основы РУО производился замер реологических и фильтрационных характеристик;
4. В основу РУО вводились по отдельности химические реагенты, через воронку и определялись основные технологические параметры;
5. Проводилась математическая обработка экспериментальных результатов, с целью установления зависимостей для дальнейшего моделирования.

После приготовления объёма РУО в первой ёмкости (после утяжеления), переходили к приготовлению следующей порции РУО. В среднем временные затраты на приготовление одной ёмкости РУО составляют 24-30 часов.

Для конкретного примера нами был выбран компонентный состав и усредненная концентрация обратной эмульсии на основе минерального масла, применяемые на сегодняшний момент зарубежными и отечественными сервисными компаниями по буровым растворам.

Порядок ввода химических реагентов. В минеральное масло (И-5А) были добавлены химические реагенты в следующем порядке: известь (20 кг/м³, до избытка извести более 7 кг/м³) и эмульгатор (концентрация 30 кг/м³). После чего,

из отдельной ёмкости, где был заранее приготовлен необходимый объём рассола на основе хлорида кальция (420 кг/м^3), его переместили в ёмкость с минеральным маслом (отношение масло/вода – 70/30) и химическими реагентами. После чего, «основа» РУО была поставлена на диспергирование (12 часов). Затем были добавлены смачивающая добавка (2 кг/м^3), органофильный бентонит (1 кг/м^3) и понизитель фильтрации (8 кг/м^3). После диспергирования, промывочную жидкость утяжелили карбонатом кальция (200 кг/м^3) и баритом до плотности 1400 кг/м^3 . В таблице 2.2 представлены используемая рецептура и концентрация РУО.

Таблица 2.2 – Рецептура и концентрация РУО

Наименование	Концентрация, кг/м^3	Применяемый диапазон концентраций, кг/м^3
Минеральное масло	700	680 – 750
Вода	300	320 – 250
Кальций хлористый	420	0 – 420
Известь	20	15 – 30
Эмульгатор	30	25 – 35
Смачивающая добавка	2	2 – 6
Органофильный бентонит	1	0,5 – 2,5
Понизитель фильтрации	8	5 – 10

Для диспергирования использовали диспергатор ДГ-40 типа «струя в струю» рис. 2.1. Конструкция диспергатора показана на рис. 2.2, и состоит из: 1 – корпус; 2, 5 – патрубки; 3 – коллектор; 4 – входной патрубок; 6 – сопло; 7 – насадка. Технические характеристики ДГ-40: рабочее давление 40-120 атм; пропускная способность до 40 л/сек; внутренний диаметр насадок 6-12мм; размеры длина/ширина/высота 60*40*20 см; масса 25 кг. Раствор поступает от насоса по подводным патрубкам, истекает из насадок с большой скоростью и в рабочей камере происходит соударение двух струй раствора. За счёт высокой кинетической энергии струй и кавитационных эффектов происходит измельчение

(диспергирование) твердых компонентов раствора или эмульгирование жидких фаз эмульсии.



Рисунок 2.1 – Диспергатор ДГ-40

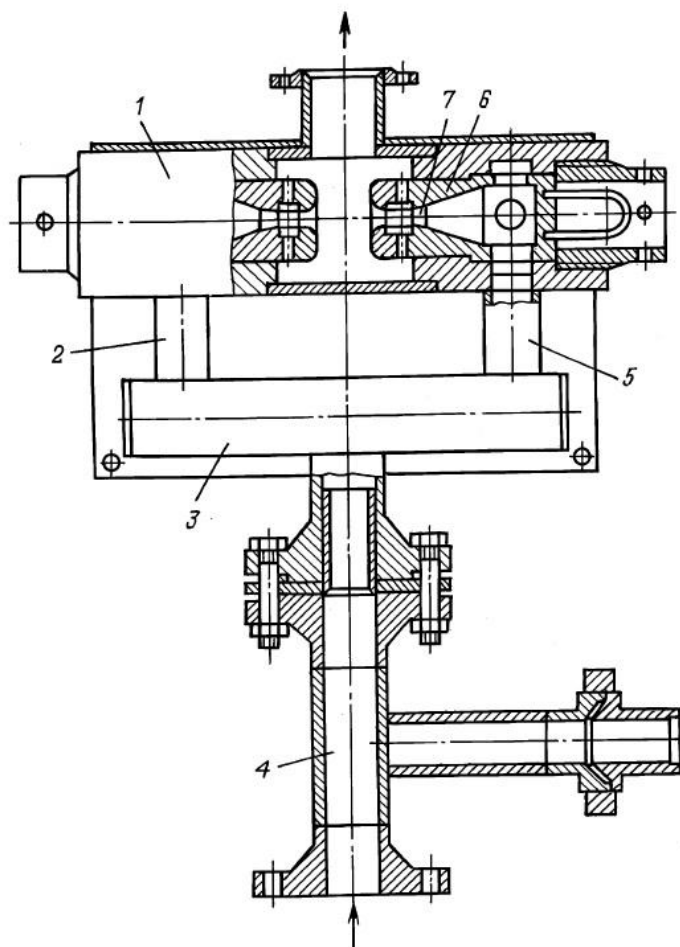


Рисунок 2.2 – Конструкция диспергатора ДГ-40

На рис. 2.3. представлен ещё один диспергатор типа «струя в струю» ДГС-40-20. Промысловое использование диспергатора ДГС-40-20 показано на рис. 2.4., а на рис. 2.5. показана линия подачи промывочной жидкости на диспергатор. Гидравлическая часть диспергатора ДГС-40-20 и насадки представлены на рисунке 2.6.

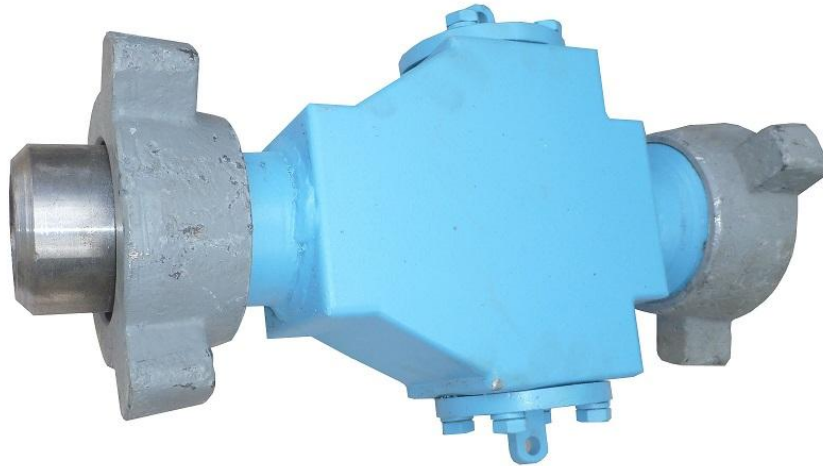


Рисунок 2.3 – Диспергатор ДГС-40-20



Рисунок 2.4 – Применение на буровой диспергатора ДГС 40-20



Рисунок 2.5 – Линия подачи жидкости на диспергатор



Рисунок 2.6. – Насадки на диспергатор ДГС-40-20

Во время диспергирования промывочной жидкости производили замеры электростабильности во времени (T) в течение 12 часов с интервалом в 4 часа для различных значений рабочего давления на ДГ-40 табл. 2.3.

Таблица 2.3 – Влияние времени диспергирования и давления на электростабильность раствора на углеводородной основе

Давление (P), атм	Электростабильность за время диспергирования, Вольт		
	4 часа	8 часов	12 часов
60	320	540	715
100	640	1120	1400
130	750	1440	1900

Как видно из таблицы 2.3 электростабильность зависит от режима диспергирования. Для оценки этой связи нами предложен коэффициент «режима диспергирования» $K_{РД}$, час/(Вольт*атм), который позволяет на начальном этапе приготовления РУО производить оценку параметра электростабильности, либо определять параметры режима диспергирования давление (P) и время (T), для получения заданной электростабильности (ES) системы:

$$K_{PD} = \frac{T}{P \cdot ES} \quad (2.1)$$

По экспериментальным замерам (табл. 2.3) в интервале давлений от 60 до 130 атм были рассчитаны коэффициенты режима диспергирования раствора на углеводородной основе K_{PD} , которые приведены в таблице 2.4, а на рис. 2.7-2.8 показаны зависимости K_{PD} от давления и времени. На рисунках также представлены формулы аппроксимирующие экспериментальные результаты.

Таблица 2.4 – Коэффициенты режима диспергирования для «основы» РУО

Время, час	$K_{дис} \cdot 10^{-5}$ при разных рабочих давлениях ДГ-40, час/(атм*Вольт)							
	60	70	80	90	100	110	120	130
4	20,25	14,57	10,95	8,52	6,80	5,55	4,61	3,88
8	24,25	17,04	12,55	9,58	7,53	6,05	4,96	4,13
12	27,81	19,59	14,47	11,07	8,72	7,02	5,76	4,80

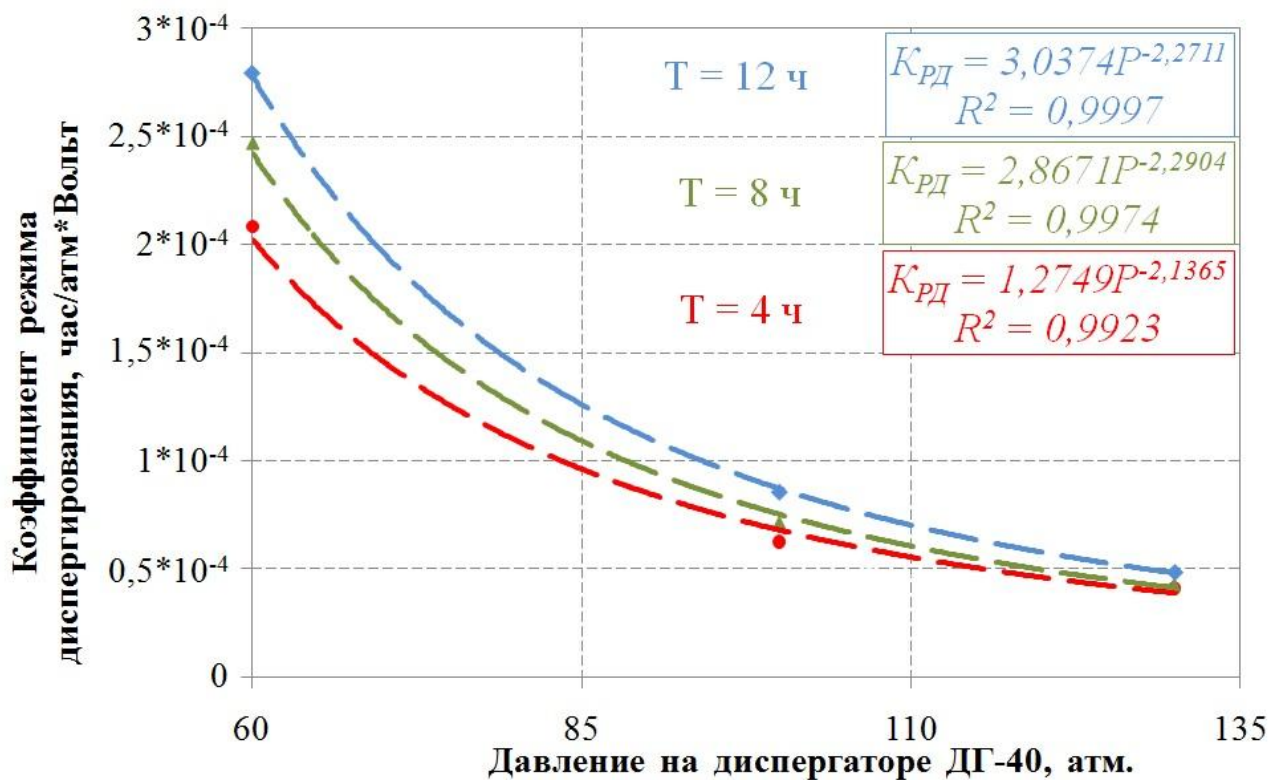


Рисунок 2.7 – Динамика процесса диспергирования от рабочего давления во времени

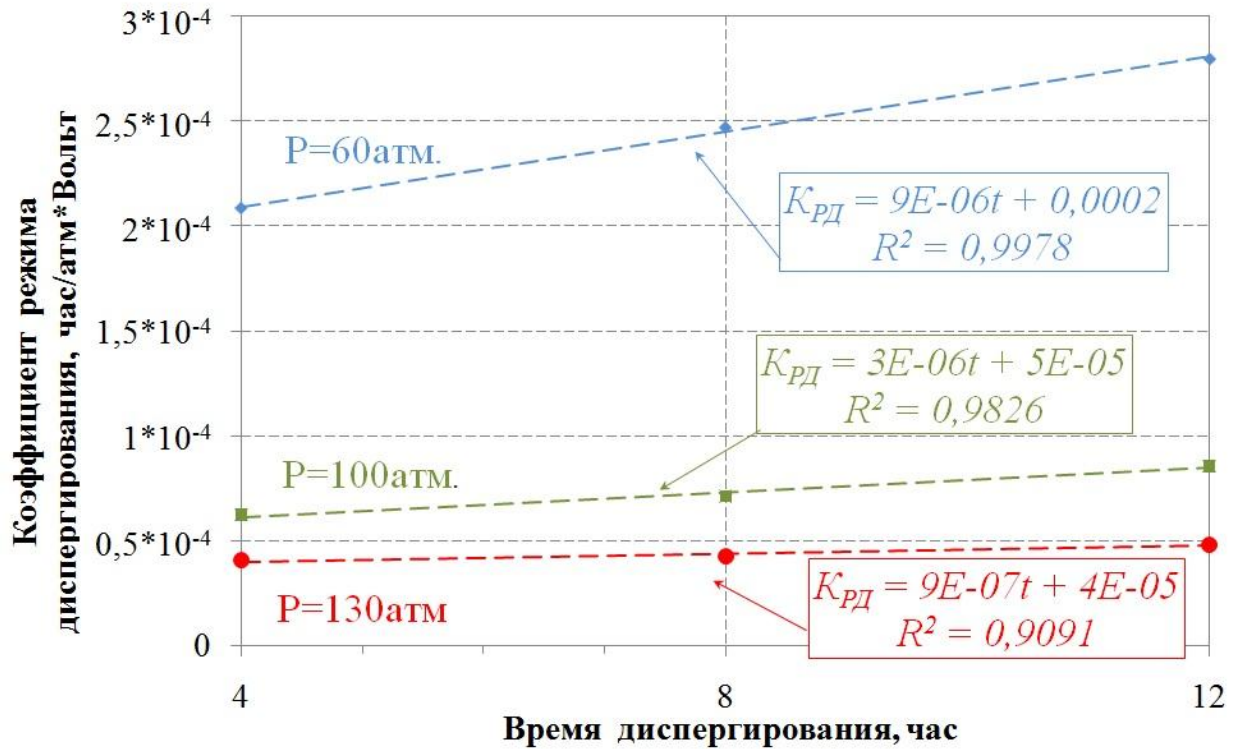


Рисунок 2.8 – Динамика процесса диспергирования от времени для разных рабочих давлений

Видно, что графики при рабочих давлениях 100 и 130 атм мало отличаются. Это позволяет сделать вывод, что при высоких значениях рабочего давления, времени диспергирования эмульсии 4 часа вполне достаточно для получения качественной основы.

Используя эти значение в качестве «эталонных» можно прогнозировать электростабильность эмульсии (ES^*), по следующей формуле:

$$ES^* = \frac{T}{P \cdot K_{PD}} \quad (2.2)$$

По экспериментальным результатам получена зависимость для прогнозирования K_{PD} от функций давления и времени, которая дает относительно невысокую погрешность (не более 8,8%, а в среднем 3,5%):

$$K_{PD} = a \cdot (-\bar{T}^2 + 20,98 \cdot \bar{T} - 39,17) / \bar{P} \cdot (-0,005 \cdot \bar{T}^2 + 0,103 \cdot \bar{T} + 1,81) \quad (2.3)$$

где a – опытный коэффициент, принимается $0,0444$ час/атм*Вольт; $\bar{T} = \frac{T}{3600}$ – относительное время; T – время диспергирования, сек; $\bar{P} = \frac{P}{10^5}$ – относительное давление; P – давление на диспергаторе, Па.

Замеры ES были сделаны при разных давлениях, причем количество эмульгатора не изменялось – его концентрация ($K_{\text{э}}$) составляла 30 кг/м^3 . После проведения эксперимента по нахождению ES при давлении 60 атм в течение 12 час, было добавлено ещё 6 кг/м^3 эмульгатора и произведено дополнительное диспергирование раствора в течение 4 часов. Экспериментальная оценка показала, что данная концентрация является предельной и при её дальнейшем увеличении не наблюдается повышение электростабильности. При этом концентрация извести должна быть более 7 кг/м^3 .

При найденном предельном значении концентрации эмульгатора $K_{\text{э max}}$ равном 30 кг/м^3 , была получена зависимость по нахождению ES с учётом концентрации эмульгатора $K_{\text{э}}$. На основе линейной зависимости ES от $K_{\text{э}}$, получена формула:

$$ES = ES^* K_{\text{э}} / K_{\text{э MAX}} = ES^* \cdot K_{\text{э}} / 30 \quad (2.4)$$

Воспользовавшись последовательно формулами 2.2 и 2.4 можно определить электростабильность раствора на углеводородной основе с другой концентрацией эмульгатора в составе.

Для установления закономерности для реологических параметров от рецептуры в эксперименте также определялись пластическая вязкость (ПВ), динамическое (ДНС) и статическое напряжение сдвига (СНС) при постоянной температуре раствора 60°C . Реологические характеристики исследуемой промывочной жидкости измерялись на вискозиметре Fann модель 800.

Реологические параметры РУО были измерены при отношениях масло/вода – 70/30 и 75/25 так как эти диапазоны в большинстве случаев применяются на буровых, чем другие отношения М/В. Также были определены реологические характеристики основы жидкости – минерального масла И-5А.

Для менее применяемых на практике отношений масло/вода 80/20, 85/15, 90/10, 95/5 реологические характеристики были получены расчётным путём и сведены в таблицы 2.5 и 2.6.

Таблица 2.5 – Пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига РУО в зависимости от электростабильности и отношения масло/вода

Масло, %	ПВ/ДНС при электростабильности, сПз / Па		
	715 Вольт	1400 Вольт	1900 Вольт
70	22 / 10,2	16 / 5,6	12 / 4,1
75	18 / 8,2	12 / 4,1	10 / 3,1
80	15 / 6,5	10,2 / 3,3	8,6 / 2,5
85	12 / 4,9	8,4 / 2,5	7,2 / 1,8
90	9 / 3,3	6,6 / 1,6	5,8 / 1,2
95	6 / 1,6	4,8 / 0,8	4,4 / 0,6
100	3 / 0	3 / 0	3 / 0

Таблица 2.6 – Статическое напряжение сдвига РУО за 10 сек и за 600 сек в зависимости от электростабильности и отношения масло/вода

Масло, %	СНС ₁₀ /СНС ₆₀₀ при электростабильности, Па		
	715 Вольт	1400 Вольт	1900 Вольт
70	9,2 / 11,2	3,1 / 4,1	2 / 3,1
75	8,2 / 9,2	2 / 3,1	1,5 / 2,6
80	6,5 / 7,4	1,6 / 2,5	1,2 / 2
85	4,9 / 5,5	1,2 / 1,8	0,9 / 1,5
90	3,3 / 6,7	0,8 / 1,2	0,6 / 1
95	1,6 / 1,8	0,4 / 0,6	0,3 / 0,5
100	0 / 0	0 / 0	0 / 0

По полученным замерам методом наименьших квадратов определены усреднённые зависимости для реологических параметров:

Для пластической вязкости (мПа*сек) при экспериментальной $M_9 = 70$:

$$ПВ^* = (0,33 \cdot \ln(ES) - 2,83) \cdot M_9 + (-33,35 \cdot \ln(ES) + 285,08) \quad (2.5)$$

Пластическая вязкость зависит не только от ES , но и от отношения масло/вода, для чего получена следующая формула:

$$ПВ = ПВ^* - (M - 70) \cdot \frac{ПВ^* - 0,3}{30} \quad (2.6)$$

где M – концентрация масла в отношении масло/вода, %.

Для динамического напряжения сдвига (Па) с учетом электростабильности и соотношения масло/вода зависимость:

$$ДНС^* = (0,21 \cdot \ln(ES) - 1,73) \cdot M_{\text{э}} + (-21,29 \cdot \ln(ES) + 173,34) \quad (2.7)$$

$$ДНС = ДНС^* - (M - 70) \cdot \frac{ДНС^*}{30} \quad (2.8)$$

Для статического напряжения сдвига за 10 секунд (Па):

$$CHC_{10}^* = (0,26 \cdot \ln(ES) - 2) \cdot M_{\text{э}} + (-26,2 \cdot \ln(ES) + 202,42) \quad (2.9)$$

$$CHC_{10} = CHC_{10}^* - (M - 70) \cdot \frac{CHC_{10}^*}{30} \quad (2.10)$$

Для статического напряжения сдвига за 600 секунд (Па):

$$CHC_{600}^* = (0,29 \cdot \ln(ES) - 2,27) \cdot M_{\text{э}} + (-29,03 \cdot \ln(ES) + 227,05) \quad (2.11)$$

$$CHC_{600} = CHC_{600}^* - (M - 70) \cdot \frac{CHC_{600}^*}{30} \quad (2.12)$$

По формулам 2.5-2.12 можно с хорошей достоверностью прогнозировать реологические параметры растворов на углеводородной основе после диспергирования на давлениях от 60 до 130 атм, в течение от 4 до 12 часов.

После диспергирования «основы» РУО и исследования реологических параметров, промывочная жидкость была обработана органофильным бентонитом ($K_{\text{бо}}$ – концентрация органофильного бентонита, кг/м³). После обработки бентонитом, для создания в промывочной жидкости структуры, раствор был утяжелен баритом (K_y – концентрация барита, кг/м³). После каждой обработки вновь замерялись реологические параметры, и мы получили следующие формулы:

Для пластической вязкости (мПа*с):

$$ПВ^{\text{бо}} = ПВ + 9 \cdot K_{\text{бо}} \quad (2.13)$$

$$ПВ^y = ПВ + \left(\frac{K_y}{28} \right) \quad (2.14)$$

Для динамического напряжения сдвига (Па):

$$ДНС^{\text{бо}} = ДНС + 4,6 \cdot K_{\text{бо}} \quad (2.15)$$

Для статического напряжения сдвига за 10 секунд (Па):

$$CHC_{10}^{60} = CHC_{10} + 4,6 \cdot K_{60} \quad (2.16)$$

Для статического напряжения сдвига за 600 секунд (Па):

$$CHC_{600}^{60} = CHC_{600} + 4,6 \cdot K_{60} \quad (2.17)$$

При определении реологических характеристик РУО было зафиксировано несущественное изменение ДНС и СНС при добавлении утяжелителя до плотности 1400 кг/м^3 (карбонат кальция 200 кг/м^3 , остальное барит).

После получения раствора на углеводородной основе с желаемыми реологическими параметрами и необходимой электростабильностью, проводится обработка понизителем фильтрации ($K_{нф}$) с концентрацией от 5 до 10 кг/м^3 . Полученные данные сведены в таблицу 2.7. Было установлено, что при обработке промывочной жидкости понизителем фильтрации при концентрации 10 кг/м^3 фильтрация НРНТ составила $0,2 \text{ см}^3/30\text{минут}$. Увеличение концентрации понизителя фильтрации более 10 кг/м^3 нецелесообразно.

Таблица 2.7 – Влияние концентрации понизителя фильтрации на фильтрацию НРНТ

Понизитель фильтрации, кг/м^3	0	5	8	10
Фильтрация НТНР, $\text{см}^3/30 \text{ мин}$	24	3,2	0,6	0,2

Установлена также логарифмическая зависимость для фильтрации НТНР, $\text{см}^3/30\text{мин}$:

$$\Phi_{\text{НРНТ}} = -3,44 \cdot \ln(K_{нф}) + 8,19 \quad (2.18)$$

Выводы по разделу:

1. Установлено, что приготовление основы РУО характеризуется базовыми коэффициентами режима диспергирования, при помощи которых стало возможным прогнозировать основные технологические параметры растворов на углеводородной основе, либо определять необходимый режим работы диспергатора (давление и время процесса) для заданного значения параметра электростабильности.

2. Разработан алгоритм прогнозирования основных технологических

параметров РУО на основе минерального масла (И-5А), таких как электростабильность, пластическая вязкость, динамическое и статическое напряжение сдвига, фильтрация при высокой температуре и давлении, при приготовлении промывочной жидкости.

3. Возможность прогнозирования рационального режима работы в процессе диспергирования основы РУО для получения его проектных технологических параметров позволяет минимизировать затраты времени и повысить ТЭП углубления скважины.

ГЛАВА 3 РАСЧЕТ УСИЛИЙ ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ ПРИЖАТИИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ К СТЕНКЕ СКВАЖИНЫ

3.1 Подходы по оценке усилий возникающих при взаимодействии бурильной колонны с горной породой

Для предотвращения осложнений в стволе скважины вызванных разупрочнением горной породы и неустойчивостью стенок, необходимо обоснованно принимать тип бурового раствора и контролировать основные технологические параметры промывочной жидкости (плотность, толщина корки, смазывающая способность, фильтрация жидкости). Например, повышение плотности бурового раствора на первый взгляд должно обеспечивать большую устойчивость стенок скважины, но это будет происходить только в том случае, когда отсутствуют негативные процессы вызванные повышением давления. На самом деле под действием перепада интенсифицируются фильтрационные процессы, которые провоцируют ускоренные физико-химические взаимодействия, наконец, в трещиноватых породах происходит расклинивание трещин и соответственно всё это приводит к разупрочнению породы. Таким образом, попытка через повышение плотности снизить нагрузку на скелет горной породы, может привести к снижению прочности самого скелета и в результате эффект может оказаться кратковременным или отрицательный, особенно для слабо литифицированных пород. Высокое дифференциальное давление повышает риск прихвата бурильного инструмента, особенно в искривленных скважинах и одну из важных ролей играет толщина фильтрационной корки, из-за которой возникает гидравлический прижим труб к породе. В результате возрастают силы сопротивления движению труб, также более интенсивно нарабатываются желоба, что усугубляет осложненность ствола скважины.

Основная доля аварий и инцидентов при бурении скважин приходится на дифференциальные прихваты. Прихватом бурильной колонны называется ситуация, когда сумма сил от весовой составляющей колонны труб и сил

сопротивлений ее движению вверх либо превышает грузоподъемность буровой установки, либо достигает таких значений, когда в слабом сечении колонны запас прочности уменьшается ниже допустимой величины. Аномальным вариантом прихвата является случай, когда бурильный инструмент из-за возросших сил сопротивлений не движется вниз при разрешенных значениях разгрузки инструмента в процессе его расхаживания. При строительстве скважин, в случае возникновения затяжек и посадок (обычно 10 тонн) по регламенту необходимо прекратить СПО, провести проработку ствола скважины. На это может затрачиваться внушительное время и снижаться ТЭП углубления скважины. По нашему мнению в ряде таких случаев проработка производится необоснованно, так как это не связано с качеством ствола скважины (его геометрии). Если силы сопротивления движению у колонны сопоставимы с критической нагрузкой, классифицирующей затяжку/посадку, то необходимости в проработке нет, и не требуется непроизводительных затрат времени. При возникновении затяжек/посадок в одном и том же месте, можно объяснить нахождением участка колонны с большой контактной поверхностью напротив проницаемых пластов. Исключением являются пластичные породы.

Причинами частого возникновения осложнений из-за дифференциальных прихватов, по нашему мнению, являются: возросший объем наклонно направленного бурения (ННС) со сложными профилями скважин, а также отсутствие должного внимания со стороны проектных и сервисных компаний к роли технологических факторов, влияющих на прижимающие силы. Суммарные усилия, обусловленные совместным проявлением сил трения от веса инструмента и гидравлической силы от прижатия труб дифференциальным перепадом давления, могут вызывать критическое состояние в стволе скважины. Вторая составляющая сил трения существенно возросла из-за роста плотности бурового раствора, и это может привести к паритету продольного усилия направленного к забою и силы трения от суммарного воздействия прижимающих сил.

Анализ проектных решений и промыслового материала (месторождение имени Р.Требса и А.Титова) по строительству скважин показал существенные

недостатки в технологии буровых растворов (рис. 1.1-1.4), связанных, в основном, со вскрытием глинистых пород. Это связано, в том числе, с изменением требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», в частности в подходах к определению плотности бурового раствора, таким образом, что в новой редакции разрешается существенное утяжеление промывочной жидкости.

Нами произведен анализ и дан порядок расчета дополнительных сил, обусловленных гидравлическим прижатием бурильной колонны в наклонно направленных скважинах, который позволяет оптимизировать плотность бурового раствора.

В практике бурения наклонно направленных скважин, как правило, не учитывается тот факт, что бурильная труба может прижиматься к стенке скважины не только замками, но и непосредственно по её телу [32].

Принято делить все прихваты на две категории: механический прихват и дифференциальный прихват [8, 16, 75, 83]. Рассмотрим причины возникновения дифференциального прихвата и предпримем попытку его силовой оценки с применением численного моделирования. Причиной дифференциального прихвата является чрезмерная длина УБТ, толщина глинистой корки и ее проницаемость. Толщина корки в сочетании с диаметром УБТ близким к диаметру скважины увеличивает вероятность возникновения прихвата, связанного с ростом площади контакта глинистой корки с трубой.

Г.П. Злотников и П.Ф. Осипов [68] для определения длины дуги S_k (в поперечном сечении поверхности контакта) предлагают воспользоваться следующей формулой:

$$S_k = d_m \cdot \arcsin\left(\frac{2l_{ab}}{d_m}\right) \quad (3.1)$$

где l_{ab} – длина хорды ab (мм), для вычисления которой предлагаются приближённые формулы; d_m – диаметр трубы, мм.

Также для нахождения максимально возможного перемещение замка (рис. 3.1) можно воспользоваться формулой:

$$\delta = R_{зм} - R_c - \sqrt{R_{зм}^2 - \frac{d_m^2}{4}} + \sqrt{R_c^2 - \frac{d_m^2}{4}} \quad (3.2)$$

где $R_{зм}$ – радиус замка, мм; R_c – радиус скважины, мм.

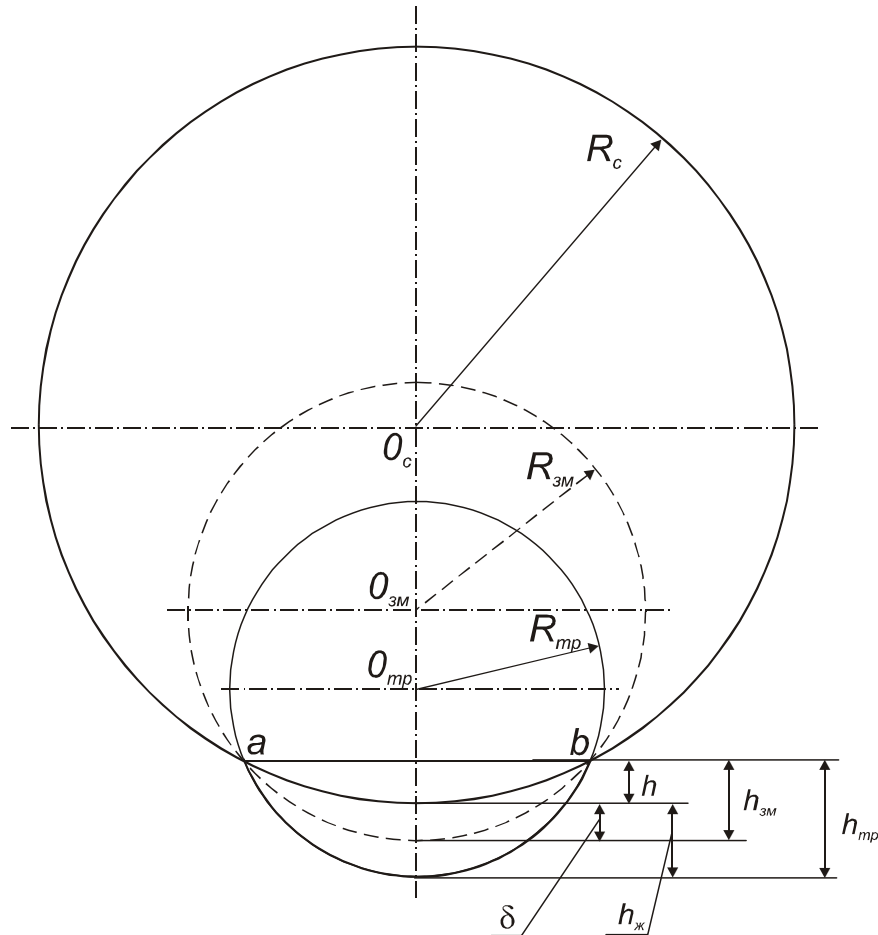


Рисунок 3.1 - Схема расположения замка буровой трубы на первом этапе формирования желоба ($ab < d_{тр}$)

3.2 Оценка влияния дифференциального давления на гидравлические усилия прижатия буровой колонны к стенке скважины и силу трения

Для скважин с пространственным профилем ствола общепринятым можно считать метод расчета сил сопротивлений при движении колонн труб разработанный Александровым М.М. [2]. В этом подходе не уделяется должное внимание механизму прижима труб к стенке из-за действующего (при репрессивной технологии бурения) перепада давления между скважиной и

поровым пространством горной породы. Силы прижима зависят от площади контакта тела труб со слабопроницаемой глинистой коркой, ее параметров (толщины и проницаемости), от перепада давления действующего в горной породе и на разной глубине погружения трубы в глинистую корку. Для уточнения прогнозирования сил трения при движении (страгивании) колонны труб необходимо дать оценку усилиям, возникающим под действием переменной разности давлений действующих на наружную стенку труб, контактирующую с буровым раствором в скважине и часть наружной поверхности труб вдавленных в глинистую корку. На величину этих усилий основное влияние определяет плотность бурового раствора. Для обоснования критических значений плотности можно использовать условие, когда в наклонно направленной скважине силы трения при подъеме (отрыве) колонны вверх, становятся больше допустимых по регламенту из-за ограничения мощности буровой установки или прочности труб. При превышении этого условия подъем становится невозможным, ситуация классифицируется как прихват и проводятся мероприятия по его ликвидации.

На практике при возникновении посадок превышающих ограничения предусмотренные регламентом, в том числе, которые вызваны силами трения, а не состоянием ствола скважины, также необходимо прекратить спуско-подъемную операцию и произвести проработку ствола скважины на определенный интервал (1-2 свечи). Эти осложнения занимают существенное время, которое относится к непроизводительному, и соответственно, снижаются ТЭП углубления скважины. В действующих Правилах безопасности дается расплывчатое определение предельно допустимой плотности бурового раствора, т.е. предельно допустимая репрессия теперь должна определяться технологом. Возникает вопрос как? В сложных горно-геологических условиях, когда углубление наклонно направленной скважины производится в неустойчивых отложениях одним из популярных методов борьбы с осыпями и обвалами стало повышение плотности практически до значений, при которой гидродинамическое давление в стволе приближается к давлению гидроразрыва или поглощения. При этом игнорируются возникающие при этом осложнения связанные с прихватами

от дифференциального перепада давления и высокие силы трения при взаимодействии прижатых труб с породой.

При высокой плотности бурового раствора реально возникают условия, когда посадки (затяжки) могут возникать не по причине некачественного состояния ствола (его геометрии), а являться результатом действия высоких сил сопротивлений при движении колонн из-за подавляющего влияния усилий гидравлического прижатия. Причем локальность возникновения посадок и затяжек, хорошо согласуется с нахождением труб с большой контактной поверхностью напротив проницаемых пластов. В этом случае возникают наибольшие перепады давления скважина – незакольматированная порода.

Таким образом, общая сила сопротивления содержит две составляющие. Первая - это сила трения, возникающая от прижатия труб к стенке скважины под действием собственного веса нижерасположенной части колонны в жидкости, которая учитывает пространственное положение, коэффициент трения, плотность бурового раствора. Вторая - это гидравлическая сила прижатия труб, на которую влияют площадь и длина контакта тела трубы и замка со стенкой скважины. Длина контакта по наружному диаметру труб (замков) в свою очередь зависит от толщины корки и соотношения радиусов скважины и колонны. Статическая репрессия при отсутствии циркуляции жидкости, а при промывке дифференциальное давление, которые напрямую зависят от плотности бурового раствора, вызывают гидравлический прижим труб вдавленных в глинистую корку к породе. Предлагаемая методика оценки силы сопротивления включает расчет усилий прижатия от суммарного прижимающего усилия.

На основе методики Александрова М.М. для любого сечения бурильной колонны определяется прижимающая сила от веса нижерасположенных участков (секций) F_i , и затем сила трения F_Q :

$$F_i = \sqrt{(q_i * L_i * \sin \alpha_{cpi} - P_i * \Delta \alpha_i)^2 + (P_i * \Delta \varphi_i * \sin \alpha_{cpi})^2} \quad (3.3)$$

$$F_{Qm} = K_{mp} \cdot \sum_{i=1}^m F_i \quad (3.4)$$

где F_i – сила прижатия труб к породе от собственного веса колонны в i -м сечении, Н; $\Delta\alpha_i$, $\Delta\varphi_i$, $\alpha_{срi}$ – приращения зенитного и азимутального углов и средний угол на искривленном участке, рад; P_i – растягивающая сила, действующая на участке буровой колонны, Н; q_i – погонный вес элемента труб, Н/м; L_i – длина участка труб, м; $K_{тр}$ – коэффициент трения.

Для определения площади контакта труб с глинистой коркой необходимо оценить параметры касания трубы с горной породой.

Для определения геометрических параметров (рис. 3.2 и 3.3) взаимодействия буровых труб со стенками наклонно направленных скважин Логачев Ю.Л. и др. [54] получили следующие соотношения:

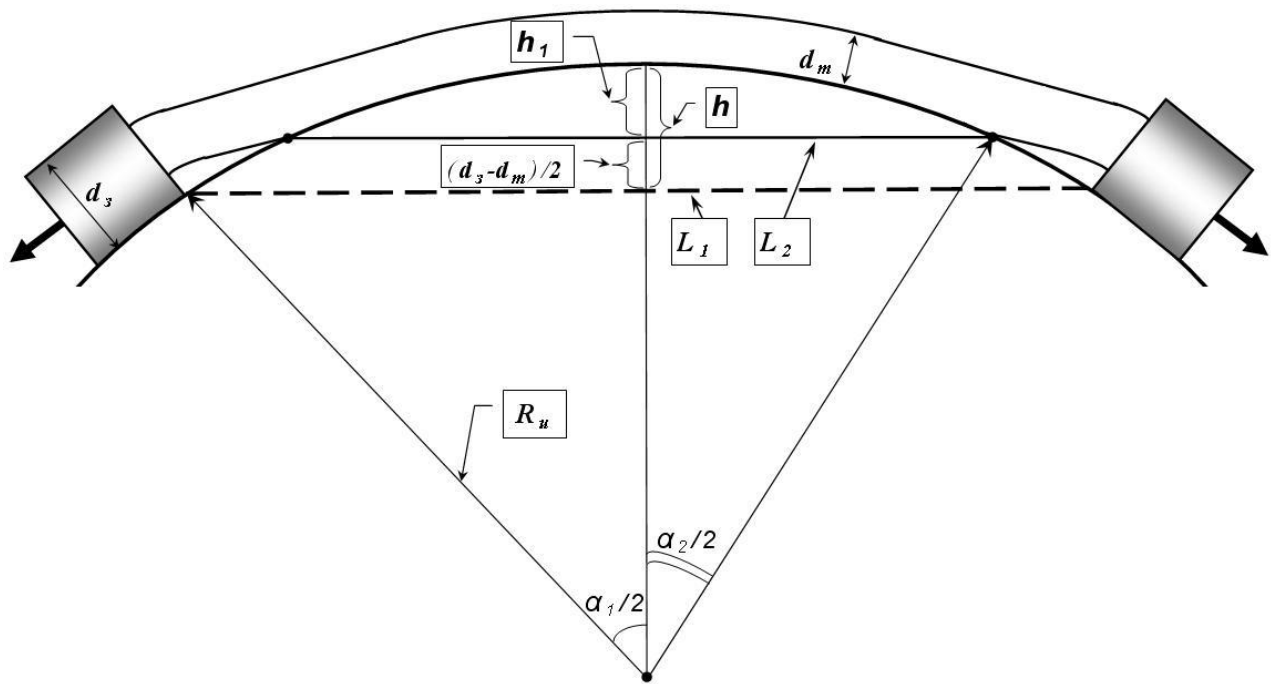


Рисунок 3.2 – Расчетная схема охвата трубой участка ствола скважины при плоском искривлении

В методике [54] нами была уточнена формула по определению величины превышения стрелки над радиальным зазором между замком и трубой:

$$h_1 = h - \left(\frac{d_z - d_m}{2} \right) \quad (3.5)$$

где d_z и d_m – диаметры замка и трубы, мм; h – стрелка хорды, мм.

Уточненная формула с учетом угла:

$$h_1 = h - \frac{(d_3 - d_m)}{2} \cdot \cos\left(\frac{\alpha_1}{2}\right) \quad (3.6)$$

где α_1 – угол стягивающий хорду L_1 (рис. 3.2), характеризует дугу охвата трубой стенки скважины без учета длины замков.

Для нахождения площади контакта трубы со стенкой скважины и длины прижатой части используем формулы:

$$S_k = l_{np} \cdot r \cdot \alpha \quad (3.7)$$

$$l_{np} = \alpha_2 \cdot R_u \quad (3.8)$$

Угол дуги окружности, вдавленной в глинистую корку:

$$\alpha = 2\pi - 2 \cdot \arccos\left(\frac{r^2 + (R - r)^2 - (R - h)^2}{2 \cdot r \cdot (R - r)}\right) \quad (3.9)$$

Угол, стянутый хордой L_2 , характеризует дугу контакта трубы со стенкой скважины:

$$\alpha_2 = 2 \cdot \arcsin\left(\frac{\sqrt{2 \cdot R_u \cdot h_1 - h_1^2}}{R_u}\right) \quad (3.10)$$

где S_k – площадь контакта трубы со стенкой скважины, м²; l_{np} – длина прижатой части трубы к стенке скважины, м; r – наружный диаметр трубы, м; α – угол дуги окружности погруженной в глинистую корку, рад; α_2 – угол дуги контакта трубы со стенкой скважины, рад; R – радиус скважины (долота), м.

Проверяется условие – если радиус искривления R_u больше критического радиуса $R_{кр}$ (рис. 3.3), то бурильные трубы будут касаться стенок скважины только замками. Иначе $l_{np} > 0$ и необходимо рассчитать площадь контакта по телу трубы:

$$R_{кр} = \frac{l_m}{2 \cdot \sin\left[2 \cdot \arctg\left(\frac{d_3 - d_m}{l_m}\right)\right]} \quad (3.11)$$

где l_m – длина трубы без учета длины замков, м.

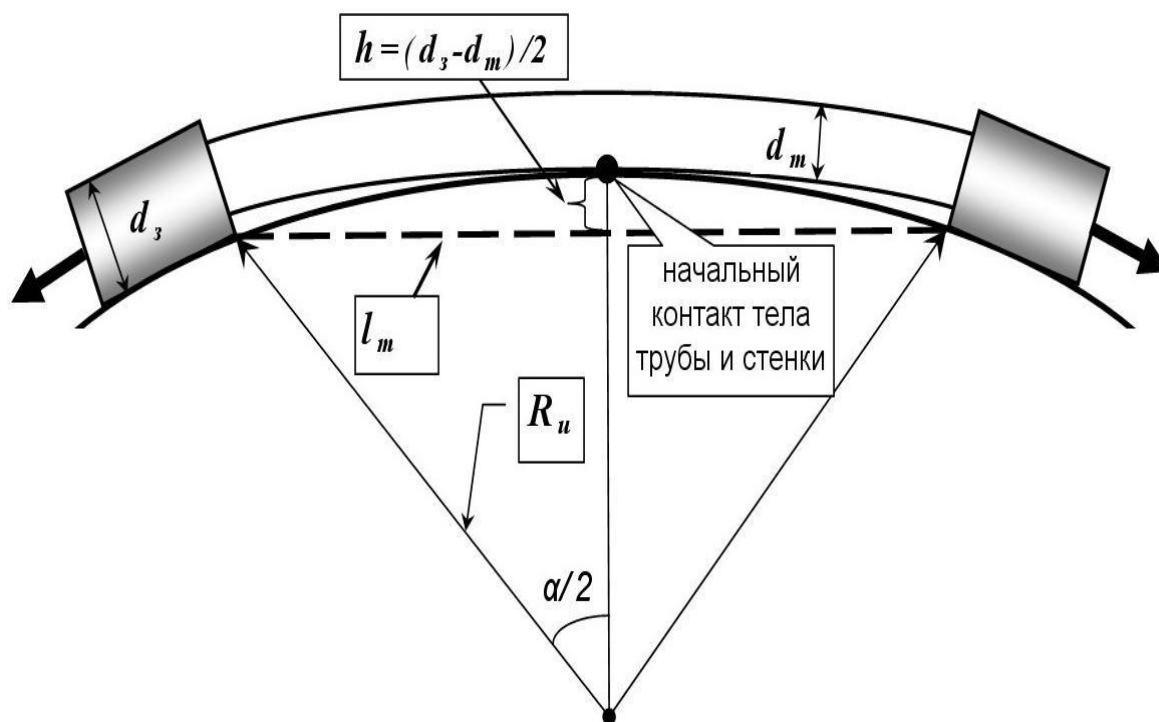


Рисунок 3.3 – Момент касания тела трубы со стенкой скважины на криволинейном участке

Гидравлическая сила от прижатия труб находится по формуле:

$$F_{zi} = 0,5 \cdot \left(\frac{(S_{к.з.i} + S_{к.т.i}) \cdot P_{диф i}}{2} \right) \quad (3.12)$$

$$F_{Pm} = K_{mp} \cdot \sum_{i=1}^m F_{zi} \quad (3.13)$$

где $S_{к.з.i}$ и $S_{к.т.i}$ – соответственно площади соприкосновения замков и тела трубы с глинистой коркой, m^2 ; $P_{диф i}$ – статическая репрессия (при циркуляции жидкости – дифференциальное давление), Па.

Общая сила сопротивления при движении буровой колонны включает в себя силы трения от собственного веса колонны и от гидравлического прижатия (здесь силы адгезии не учитываются), находится по формуле:

$$F_{Sm} = F_{Pm} + F_{Qm} \quad (3.14)$$

Методика расчёта сил сопротивлений, учитывает гидравлическое прижатие труб в наклонно направленных скважинах и влияние раствора. Для определения критического состояния сопоставляются сила трения (уточненная) и продольная сила вызывающая перемещение колонны труб к забою. При

превышении силы трения над ограничениями регламента, возникают непредвиденные затраты времени и снижаются ТЭП строительства скважины.

3.3 Промысловые исследования влияния свойств бурового раствора на прижатие бурильной колонны к стенке скважины

На примере промысловых исследований на месторождении имени Романа Требса показано, что при бурении под техническую колонну наблюдались посадки и затяжки и зафиксировано затрудненное хождение инструмента, что приводило к неправильному определению нагрузки на долото и снижало механические скорости проходки. В исследуемом интервале, где геологический разрез представлен в основном терригенными отложениями, плотность промывочной жидкости изменялась в пределах 1180-1350 кг/м³, причем при плотности более 1260 кг/м³ были зафиксированы неоднократные потери подвижности бурильного инструмента [50].

На схожих месторождениях им. Романа Требса и им. Анатолия Титова верхние терригенные разрезы представлены пермской и триасовой системами. Пермско-триасовые терригенные отложения представлены хлоритовыми, монтмориллонитовыми и иллитовыми типами глин с пропластками песчаника и углей [4, 17, 18]. В триасовой системе наблюдается переслаивание глин, в том числе аргиллитоподобных, и песчаников. При переходе от верхнепермских до подошвы нижнепермских отложений наблюдается постепенное изменение степени литификации глинистых пород вплоть до аргиллитов и алевролитов. При этом в отличие от разрезов Западной Сибири, практически отсутствуют однородные массивы глины.

Используя полученные выше формулы 3.3-3.14 нами выполнены расчёты общих сил сопротивлений при движении бурильной колонны для условий проектного профиля применяемого на месторождении им. Романа Требса [42, 44, 47, 50] с целью выявления влияния на них изменения плотности промывочной жидкости.

Исходные данные для проектного профиля: глубина по стволу/вертикали – 2604/2460 м; глубина спуска предыдущей обсадной колонны – 500 м; коэффициент трения 0,1-0,3; плотность раствора 1150-1300 кг/м³; фильтрационная корка 1÷3 мм. Параметры компоновки низа бурильной колонны: долото 295,3 мм; ВЗД+ТС 208/71 мм – 34м (230,5 кг/1п.м.); УБТ 171/71 мм – 60 м (147,3 кг/1п.м.); ТБТ 127/76 мм – 290 м (74,1 кг/1п.м.); остальное СБТ 127/108,6 мм – (33,64 кг/1п.м.). Характеристики проектного профиля: вертикальный участок 0-1400 м; участок набора зенитного угла в интервале 1400-2053,7 м по вертикали (по стволу 1400-2100 м); зенитный угол 0-36,2 град; участок стабилизации 2053,7-2460 м по вертикали (по стволу 2100-2604 м); зенитный угол 36,2 град. Азимут 320 град.

Для условий месторождения нами были посчитаны общие силы сопротивления при движении бурильной колонны для плотностей бурового раствора 1180 кг/м³ и 1350 кг/м³ (рис. 3.4 и 3.5). Толщина корки и коэффициент трения взяты из промысловых замеров. Коэффициент трения (средневзвешенный 0,20) найден по промысловым наблюдениям фактической нагрузки при подъеме и спуске бурильной колонны после решения обратной задачи.

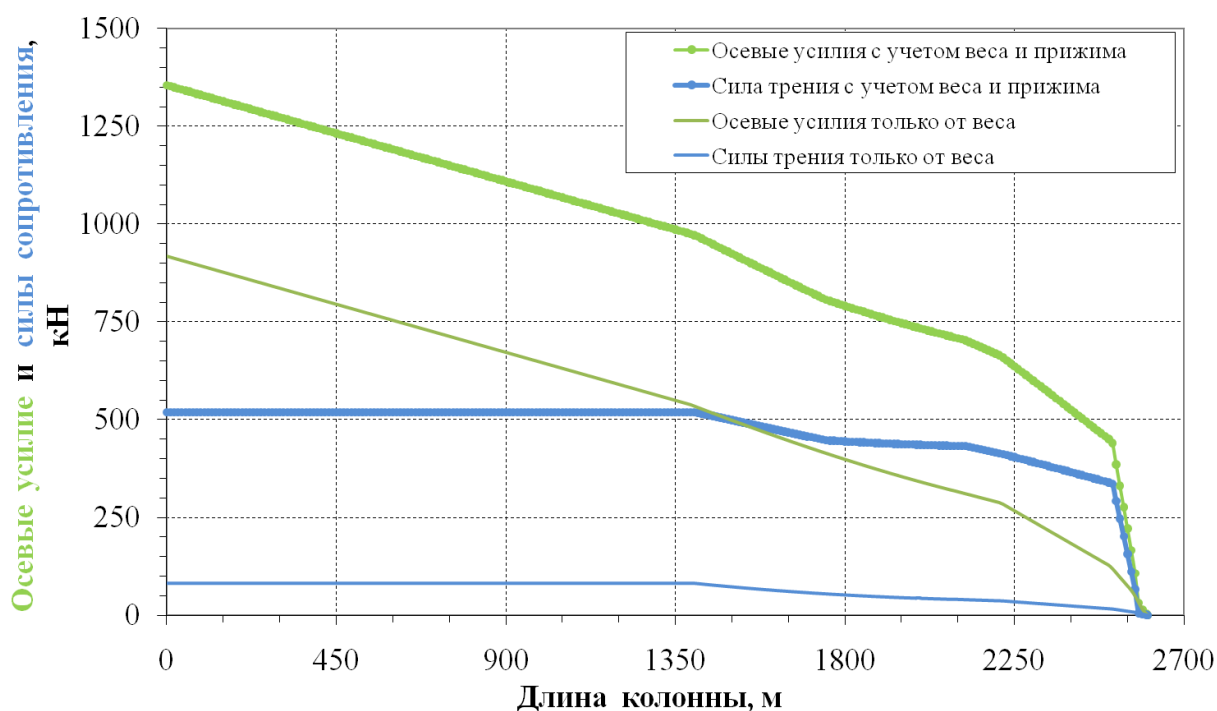


Рисунок 3.4 – Динамика действующих на бурильную колонну сил при подъеме: плотность раствора 1350 кг/м³, коэффициент трения 0,2 и толщины корки 2 мм

На рисунке 3.4 видно, что на устье суммарные силы трения (515 кН) превышают регламентируемые при бурении затяжки (400 кН), то есть подъем колонны становился невозможным и ситуация неверно классифицировалась как прихват инструмента, что так же подтверждается промысловыми наблюдениями. Для сравнения методик на рис. 3.4 показаны графики усилий рассчитанные без учета сил гидравлического прижатия.

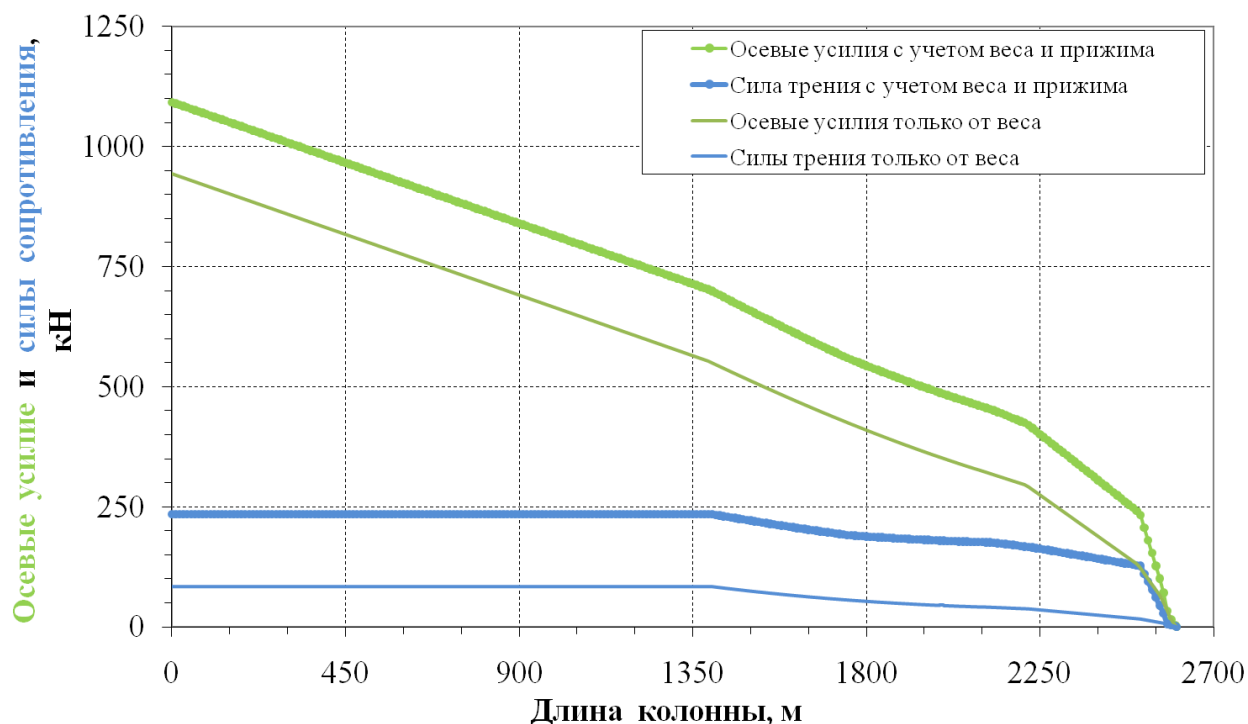


Рисунок 3.5 – Динамика действующих на бурильную колонну сил при подъёме: плотность раствора 1180 кг/м³, коэффициент трения 0,2 и толщина корки 1 мм

На рисунке 3.5 рассмотрен вариант углубления при плотности бурового раствора 1180 кг/м³. Максимальный вес на крюке 1100 кН, что превышает вес бурильной колонны в жидкости (860 кН) на 240 кН и дополнительные усилия меньше предельно допустимых регламентом бурения. График строительства скважины №1011 (рис 1.2) показывает низкие затраты непроизводительного времени при использовании этой плотности.

На рисунке 3.6 расчет при плотности 1260 кг/м³ показал, что при спуске уже трех свеч в интервал набора угла возникают силы трения 115 кН. По регламенту при посадке (разгрузке инструмента) свыше 10 тонн необходимо прекратить спуск и произвести проработку интервала. Это в случае проблем с

геометрией ствола скважины, а в данной ситуации из-за неверной интерпретации причины посадки инструмента с глубины 1500 м и до забоя буровая бригада вынуждена была затрачивать бесполезно время и ресурсы.

Методика позволила установить настоящую причину осложнения в стволе скважины и ограничить предельно допустимую плотность 1260 кг/м^3 из условия достижения максимальных нагрузок на крюке (напряжений в теле труб).

При спуске проведение проработок бессмысленно в данной ситуации. Выход – снижение плотности или коэффициента трения. Эффективным решением будет спуск с вращением колонны. Как показывают труды Юнина Е.К., это существенно снижает силы сопротивлений [89, 90].

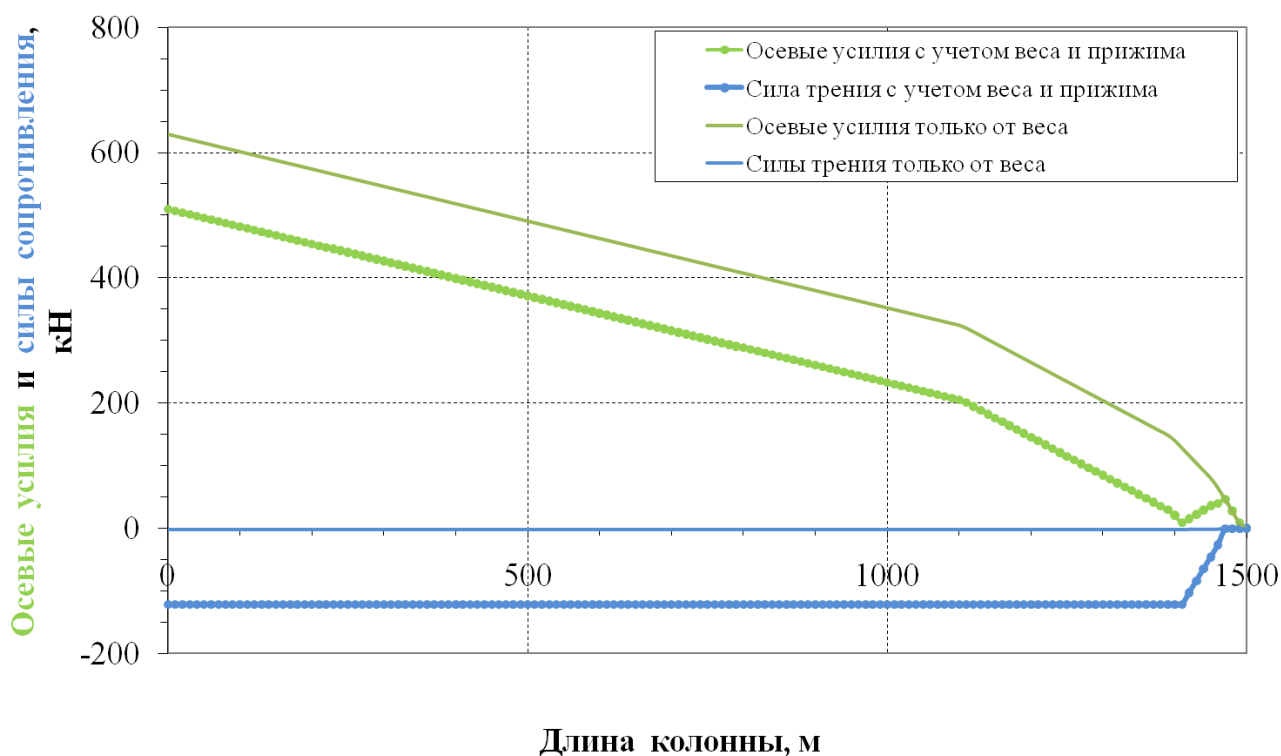


Рисунок 3.6 – Динамика действующих на бурильную колонну сил при спуске: плотность раствора 1260 кг/м^3 , коэффициент трения 0,2 и толщина корки 2 мм

Расчетами по разработанной методике показано влияние плотности бурового раствора, коэффициента трения и толщины фильтрационной корки на силы сопротивления для условий бурения на месторождениях им. Романа Требса и Анатолия Титова (рис. 3.7-3.14).

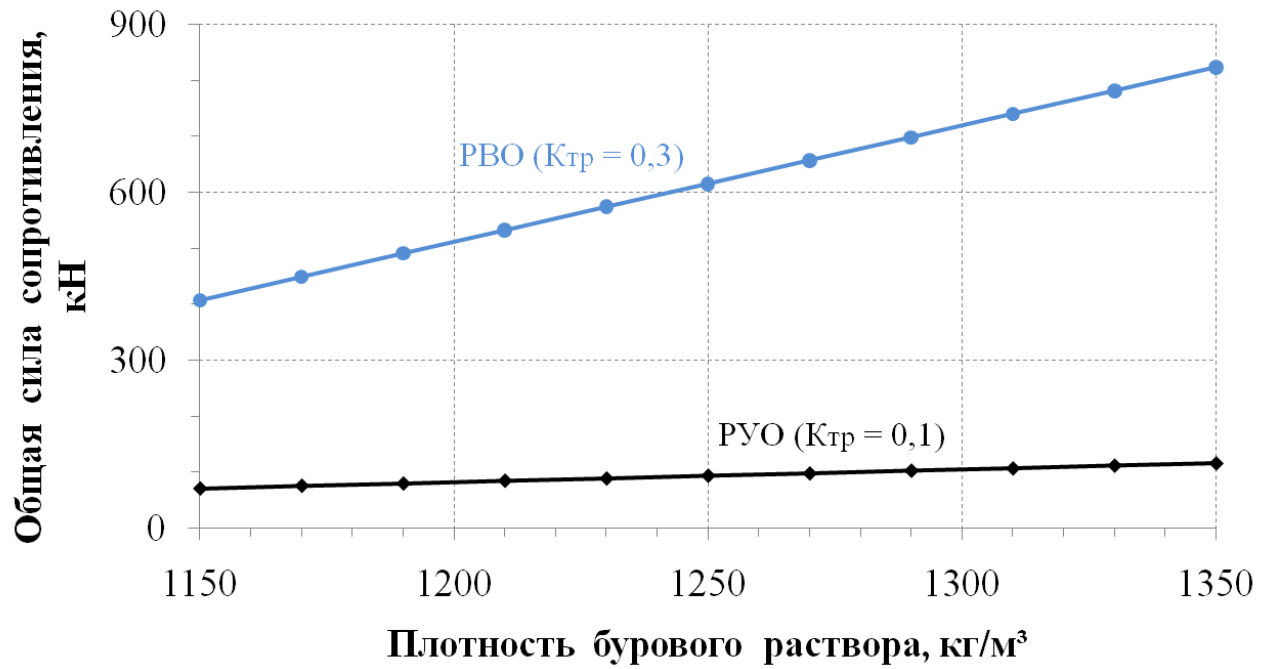


Рисунок 3.7 – Влияние плотности раствора на общую силу сопротивления при коэффициентах трения РУО и РВО, толщине глинистой корки 1 мм

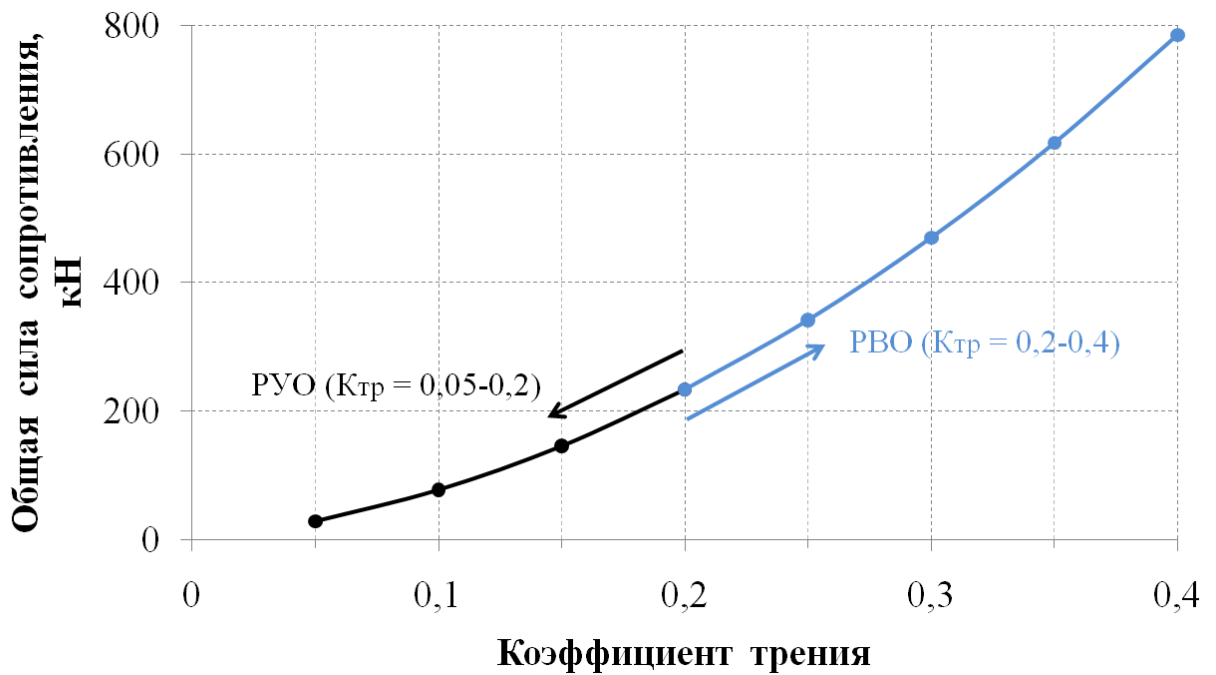


Рисунок 3.8 – Влияние коэффициента трения на общую силу сопротивления при плотности раствора 1180 кг/м³ и толщине глинистой корки 1 мм

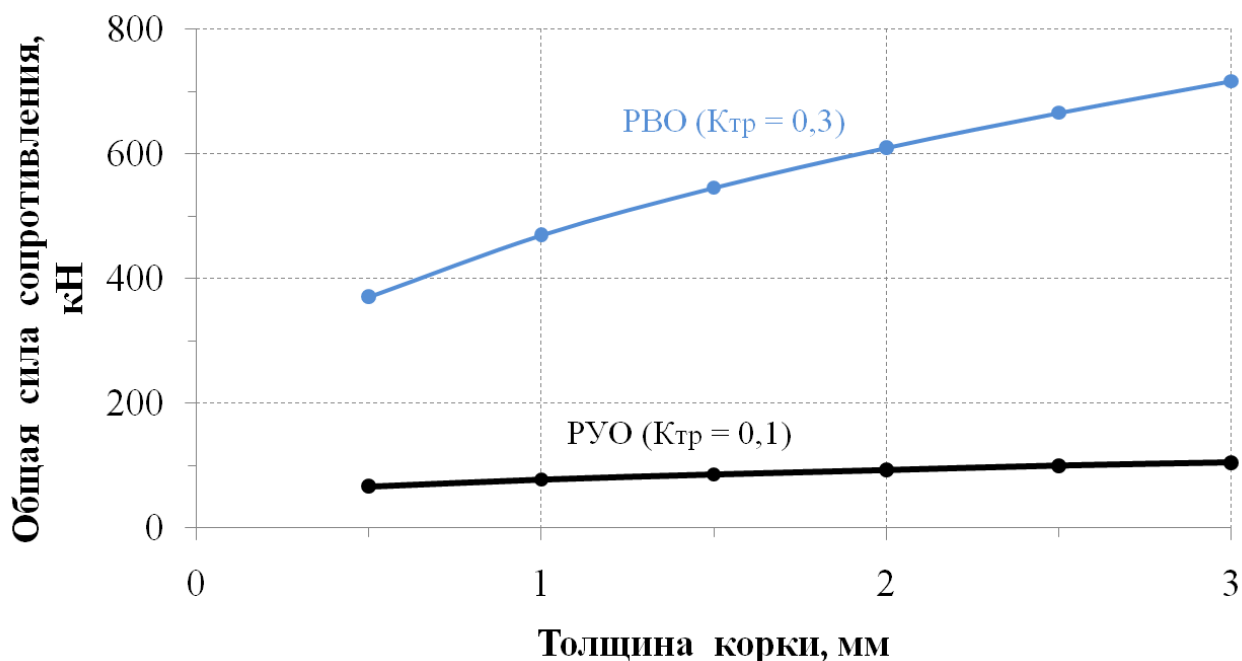


Рисунок 3.9 – Влияние толщины глинистой корки на общую силу сопротивления при плотности раствора 1180 кг/м^3 и коэффициентах трения РУО и РВО

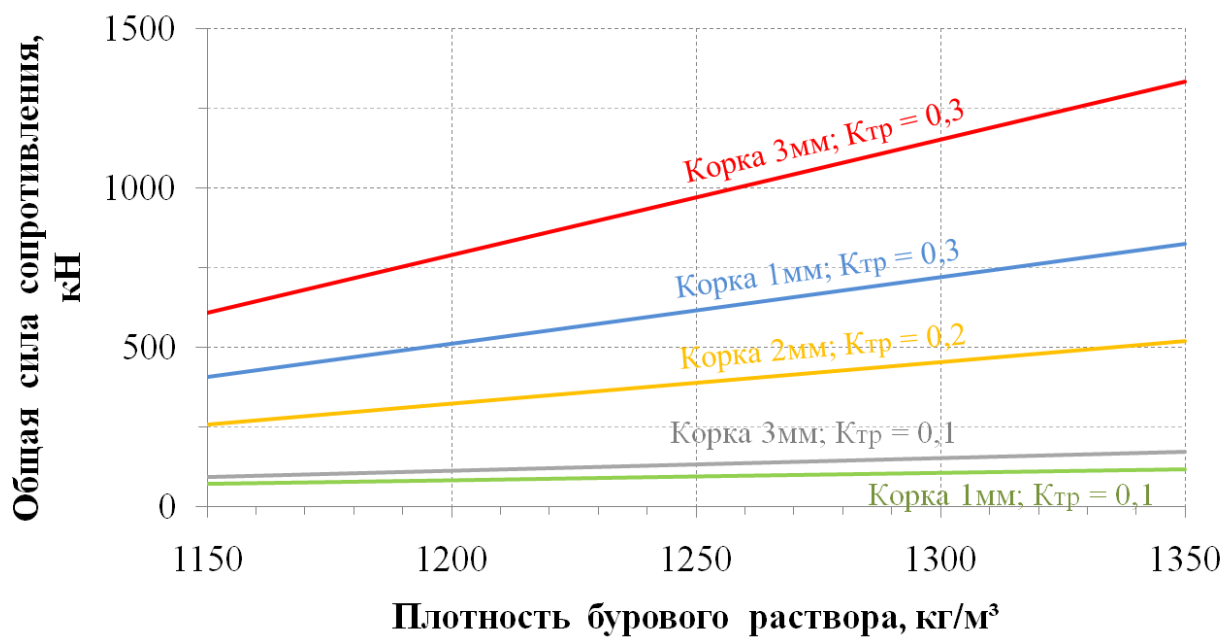


Рисунок 3.10 – Влияние параметров на общую силу сопротивления при плотности промывочной жидкости $1150\text{-}1350 \text{ кг/м}^3$

На рис. 3.10 видно, что коэффициент трения больше влияет на величину общей силы сопротивления, чем толщина глинистой корки.

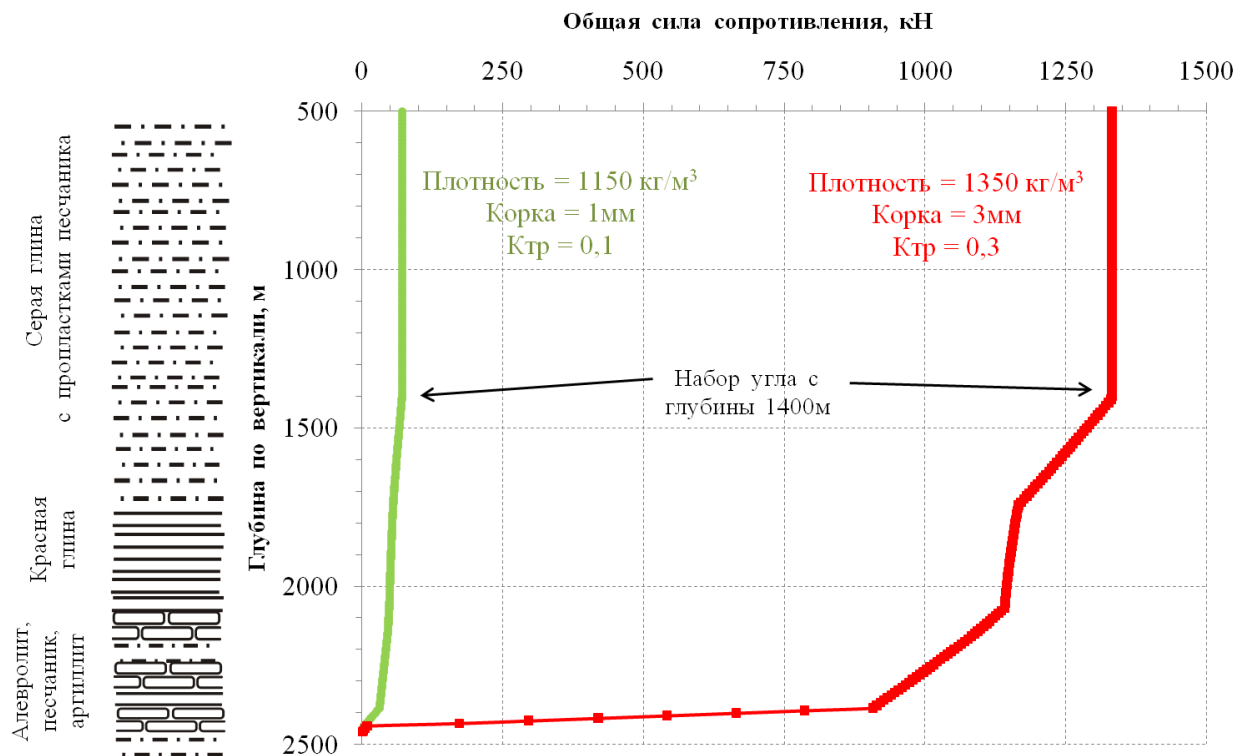


Рисунок 3.11 – Влияние параметров раствора на общую силу сопротивления

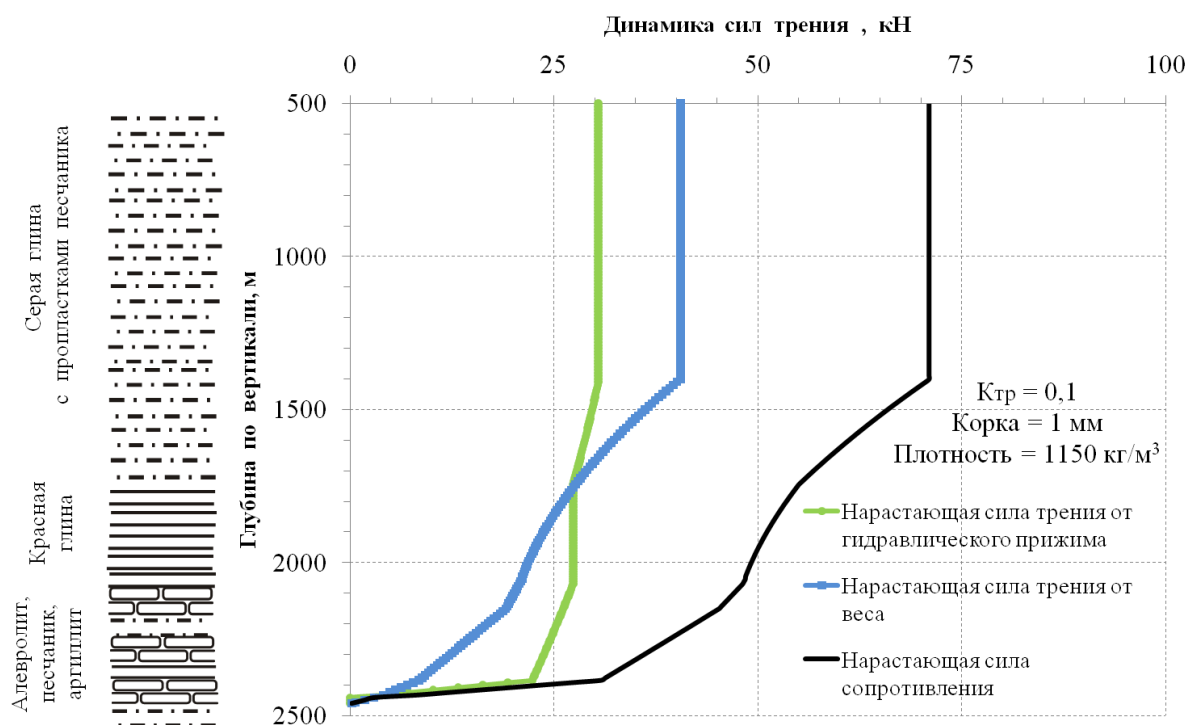


Рисунок 3.12 – Динамика сил трения для минимальных значений параметров бурового раствора

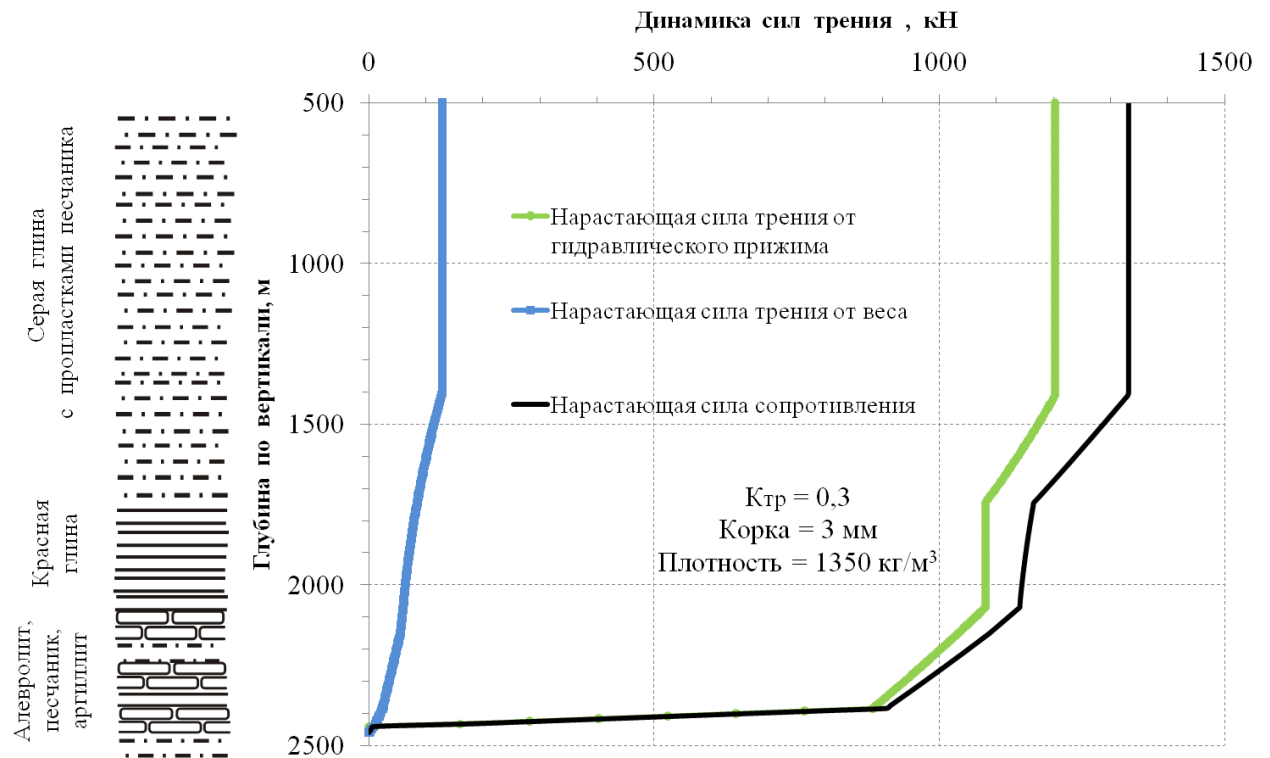


Рисунок 3.13 – Динамика сил трения для максимальных значений параметров бурового раствора

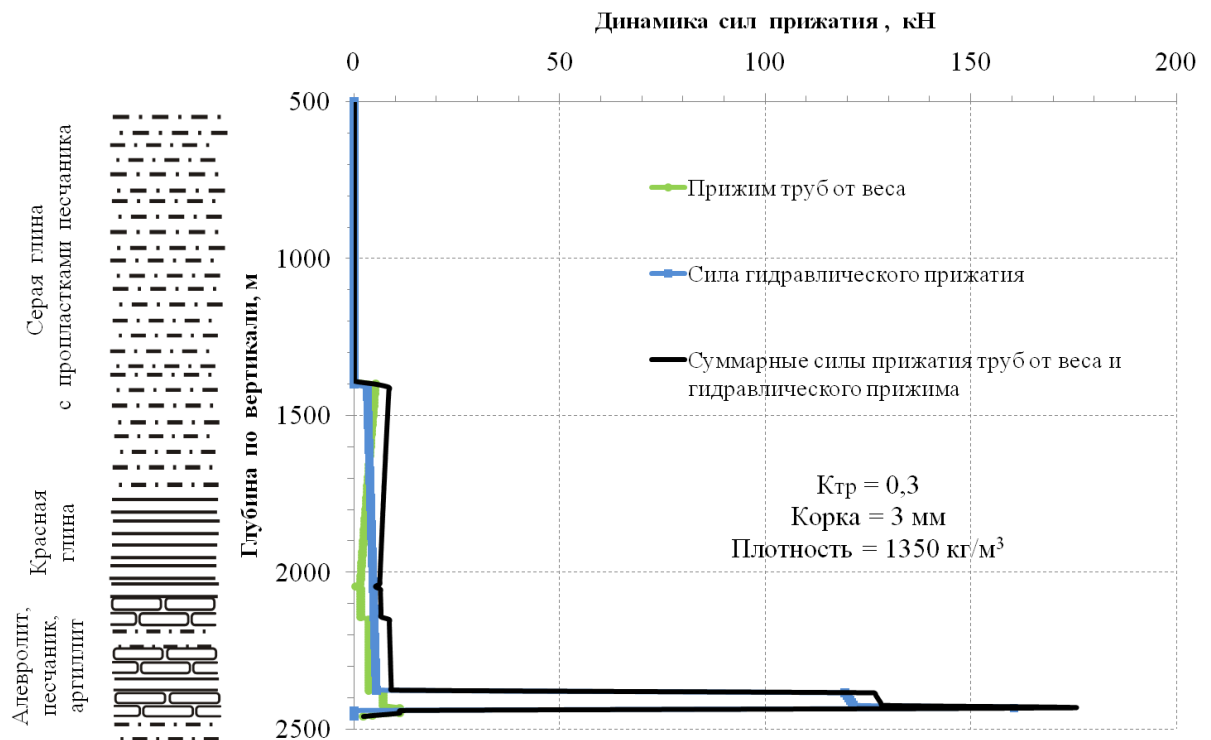


Рисунок 3.14 – Динамика сил прижатия для максимальных значений параметров бурового раствора

При наборе зенитного угла всего 5 градусов с глубины 1400 до 1500 метров по стволу (рис. 3.6), когда большая часть КНБК находится в интервале набора зенитного угла, уже зафиксированы критические посадки. Основная часть прижимающей силы приходится на УБТ (примерно 75%). Вес на крюке при спуске снижается на величину силы трения основной составляющей, которой является трение от гидравлического прижатия и оно составляет 113 кН (11,5 тонн). По регламенту безаварийного ведения работ, интервал посадки свыше 10 тонн должен быть проработан до свободного хождения инструмента. Ошибочно полагая, что проработка интервала вызвана нарушением геометрии ствола, инженерно-технический состав, действуя согласно регламенту, идет на увеличении времени строительства скважины, тем самым снижая ТЭП. Фактически это проявление сил сопротивлений, причем подавляющую величину создают силы гидравлического прижима.

На рисунках 3.7-3.14 можно наблюдать, что с увеличением плотности бурового раствора, коэффициента трения и толщины фильтрационной корки общие силы сопротивления при движении бурильной колонны сильно возрастают, подчиняясь в основном линейной зависимости.

При увеличении плотности с 1150 кг/м^3 до 1350 кг/м^3 и неизменных параметрах – толщины корки (1 мм) и коэффициента трения (РУО – 0,1 и РВО – 0,2), наблюдается увеличение общих сил сопротивления для РВО почти в 1,9 раза (с 207 кН до 391 кН), для РУО в 1,6 раз (с 71 кН до 116 кН). Необходимо отметить, что при плотности бурового раствора 1150 кг/м^3 , толщине корки 1 мм и коэффициенте трения 0,2 на освобождение прихваченной колонны потребуется приложить усилие 207 кН (21,1 тн) сверх собственного веса, что при расчетной глубине еще допустимо регламентом.

При плотности 1350 кг/м^3 , толщине корки 2 мм и коэффициенте трения 0,2 для освобождения прихваченной колонны необходимо усилие 519 кН (52,9 тн) сверх собственного веса. При возникновении прихвата колонны при плотности раствора более 1260 кг/м^3 для ее освобождения потребуется выполнение дополнительных мероприятий – установка водяных или нефтяных ванн и т.д.

С увеличением коэффициента трения с 0,1 до 0,3 без изменения плотности промывочной жидкости и толщины корки происходит шестикратное увеличение общих сил сопротивления. Так при плотности бурового раствора 1180 кг/м^3 и толщине корки 1 мм, с увеличением коэффициента трения с 0,1 до 0,3 общие силы сопротивления возрастают с 78 кН до 470 кН.

С увеличением толщины фильтрационной корки с 1 мм до 3 мм, при неизменной плотности бурового раствора 1180 кг/м^3 и коэффициенте трения 0,1 увеличивается площадь контакта тела и замков труб, что в свою очередь приводит к увеличению общих сил сопротивления. Например для УБТ (без учета «активной» части КНБК, где расположены опорно-центрирующие элементы), при увеличении толщины фильтрационной корки с 1 мм до 3 мм площадь контакта возрастает с $2,95 \text{ м}^2$ до $5,11 \text{ м}^2$ (в 1,7 раза) и как следствие растут общие силы сопротивления. Угол контакта с глинистой коркой возрастает как по замку, так и по телу трубы – с 27,0 по 46,9 градусов.

Одновременное увеличение коэффициента трения и фильтрационной корки обычно происходит при повышении плотности раствора и это приводит к существенному росту общих сил сопротивления. Если сравнивать минимальные параметры (толщина корки 1 мм, коэффициент трения 0,1 и плотность раствора 1150 кг/м^3) с максимальными наблюдаемыми на месторождении значениями (соответственно 3 мм, 0,3 и 1350 кг/м^3), то оценка общих сил сопротивления показывает кратный рост с 71 кН до 1332 кН. Вывод однозначный – необходимо минимизировать плотность промывочной жидкости, толщину глинистой корки и подбирать эффективные смазывающие добавки для уменьшения коэффициента трения, либо оптимизировать профиль ствола скважины.

Соотношение сил сопротивлений при трении секций бурильной колонны по стенке скважины для УБТ, ТБТ и СБТ будут составлять соответственно 76,44%, 15,92% и 7,64% рисунок 3.15.

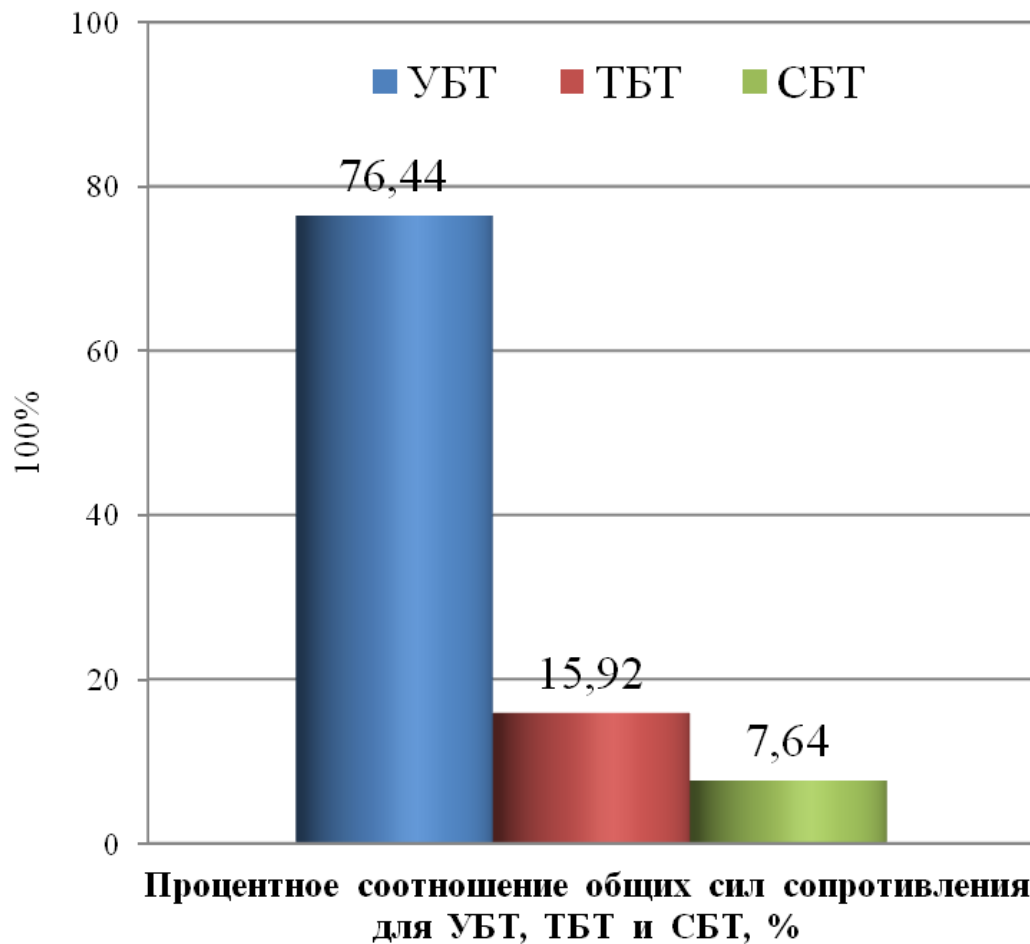


Рисунок 3.15 – Процентное соотношение суммарных сил сопротивления для секций УБТ, ТБТ и СБТ

Основная часть прижимающей силы приходится на УБТ (76%), и является самой «опасной», так как силы трения в КНБК будут составлять доминирующие значения, нежели для ТБТ и СБТ. Для освобождения прижатых в желобных выработках УБТ потребуются существенно большие усилия, из-за того, что контакт с горной породой происходит по выемке желоба и его величина может достигать максимальное значение равное половине длины окружности УБТ.

Выводы по разделу:

1. Разработана усовершенствованная методика расчёта дополнительных сил, учитывающих гидравлическое прижатие буровой колонны в наклонно направленных скважинах, которая позволяет определить верхнюю границу плотности бурового раствора.

2. Установлено, что затяжки и посадки инструмента при бурении терригенных отложений на месторождениях северо-восточной части Хорейверской впадины Тимано-Печорской НГП связаны с завышенной плотностью промывочной жидкостью. Промысловые исследования показали, что плотность бурового раствора 1120-1180 кг/м³ не приводила к осложнениям при СПО, а при ее значениях в диапазоне 1180-1260 кг/м³ наблюдались посадки и затяжки, что вызывало дополнительные затраты времени на проработку ствола скважины.

3. На основе промысловых исследований и разработанной методики оценки сил сопротивления при движении инструмента в искривленном стволе скважины необходимо определять величину критической, прихватопасной плотности, зависящую от параметров профиля, толщины глинистой корки, коэффициента трения между горной породой и трубами, пластового давления, которая для месторождения им. Романа Требса равна 1260 кг/м³.

4. По результатам диссертационного исследования ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» принято решение о включении в состав программ по буровым растворам методики по обоснованию плотности промывочной жидкости.

ГЛАВА 4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОПТИМИЗАЦИИ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ

4.1 Оценка свободного распространения струи в межшарошечном пространстве трехшарошечных долот.

Затраты времени на механическое углубление можно оптимизировать за счет оптимизации режима бурения. Эффективная очистка забоя скважины является одной из главных составляющих оптимизации режима бурения и невозможна без рациональной струйной промывки. Промысловый опыт не всегда показывает воспроизводимость результатов оптимизации гидромониторной промывки, даже при использовании критериев учитывающих горно-геологические условия и конструктивные особенности шарошечных долот. Для гарантированного повышения ТЭП углубления скважины, по нашему мнению необходимо уделить более пристальное внимание к особенностям распространения струй в ограниченном объеме межшарошечного пространства.

Влияние стесненности на параметры струи в реальных долотах экспериментально почти не исследовалось. Представляется, что влияние стесненности на параметры струи связано с размывающим эффектом от механического внедрения зубьев долота в тело струи, и частичной потерей своей полезности. Положительный эффект от воздействия гидромониторных струй на разрушаемую долотом породу связан с фильтрацией жидкости через забой скважины в условиях влияния дифференциального и ударного давления струи на забой скважины.

Для эффективной работы гидромониторных шарошечных долот, струя должна свободно проходить от начала насадки до забоя бурящейся скважины. После выхода из насадки до забоя струя интенсивно расширяется, и ее границы в поперечном сечении приобретают трапецеидальный вид. Препятствия струям, истекающим из гидромониторных насадок шарошечных долот, могут быть оказаны зубьями шарошек, лапами и шарошками долота и стенкой скважины. При

попадании струи в препятствие, струя изменяет свою форму и направление движения, уменьшается площадь контакта струи с забоем скважины, и высокоскоростная струя становится в неполной мере эффективной – менее полезной. Струя, подходя к забою, интенсивно расширяется и может возникнуть ситуация при которой часть площади (сечения) падает не на забой, а на стенку скважины. Тем самым, часть высоконапорной струи, будет воздействовать на стенку скважины, тем самым повышать скин-эффект из-за роста дифференциального перепада на величину гидродинамического давления струи. При вскрытии продуктивных отложений это снижает продуктивность скважины.

В диссертационной работе [55] уже затрагивался вопрос вписываемости струи в межшарошечном пространства. Данная задача была недостаточно раскрыта в литературе и представляла большой практический интерес, как один из аспектов оптимального выбора насадок для трехшарошечных долот. Для измерения вписываемости струи в межшарошечное пространство на кафедре Бурения УГТУ была разработана модель, которая позволяла производить данный обмер [43, 46]. Модель относится к области нефтяной и газовой промышленности, а именно к повышению качества гидромониторной промывки забоя скважин.

Измерительный прибор состоит из цилиндра, который имеет диаметр стандартной насадки, длина цилиндра соответствует длине стандартной насадки. Цилиндр имеет внутреннюю резьбу для установки стержня. Стержень, диаметр которого равен 10 мм и длина которого равна 160 мм со сквозными отверстиями через 10 мм по длине стержня. Стержень на одном конце имеет наружную резьбу для соединения с внутренней резьбой цилиндра. Для замеров также необходим шаблон по определению диаметра трехшарошечного долота.

Модель позволяет измерять расстояние от оси струи до «препятствия» через каждые 15 градусов (нанесены риски углов на торце измерительного цилиндра). Нулевой отсчет, совпадал с направлением на впереди движущуюся шарошку. Плоскости обмера (измерения расстояний) располагались через каждые 10 мм от выходного сечения насадки.

Объектами измерения были избраны изготовленные по лицензии долота ОАО «ВолгаБурМаш» 215,9 ТКЗ-ГНУ и 295,3 СЗ-ГНУ. Измерения показали, что места наибольшего сужения пространства находятся: у долот 215,9 ТКЗ-ГНУ – на расстоянии 50-60 мм, у долот 295,3 СЗ-ГНУ – на расстоянии 60-70 мм.

При стандартном варианте насадок (не удлиненные) даже при использовании насадок диаметром 9 мм имеет место внедрение зубьев в струю. Это означает, что современные долота по конструкции промывочного узла не обеспечивают условия для сохранения естественной компактности струи, вызывают ее усиленный размыв, особенно при диаметрах насадок более 10 мм.

Недостатками прототипа измерительного устройства является увеличение времени на проведение операции снятия замеров межшарошечного пространства в буровых долотах и недостаточная точность проведения таких замеров обусловленная простотой конструкции.

Предпосылкой создания усовершенствованных измерительных устройств послужило то, что при проектировании гидравлической программы промывки скважины выбор насадок для гидромониторных долот в основном производится по остаточному давлению. Такой подход не учитывает конструктивные особенности трехшарошечных долот, а также не даёт конкретного решения по выбору типа насадок (стандартные или удлиненные) для разных типоразмеров долот. В этом случае гидравлические программы невозможно считать оптимизированным, так как они не учитывают конструкционные условия реализации гидромониторного эффекта.

В патенте [70] авторами были учтены недостатки полезной модели, которая была применена в 80-х годах на кафедре Бурения УГТУ и создано модернизированное измерительное устройство (патент на полезную модель №156858 «Устройство для оптимизации работы гидромониторного долота»). Задача устройства состоит в измерении параметров струи и межшарошечного пространства в буровых трехшарошечных долотах, сокращение времени на проведение операций, а также повышение точности определения параметров.

Поставленная задача достигается воспроизведением гидромониторной струи плоской моделью – щупом. Для каждого стандартного диаметра насадок имеется свой щуп. Геометрические параметры щупа учитывают последние представления о распространении затопленной струи, а именно переменный коэффициент расширения струи [69].

Устройство представляет собой в целом набор плоских щупов (рис. 4.1) и специальную модель забоя скважины (рис. 4.2), причем на боковой поверхности и на верхней поверхности выполнены окна с миллиметровыми шкалами (вдоль стенки окон).



Рисунок 4.1 – Щуп плоский

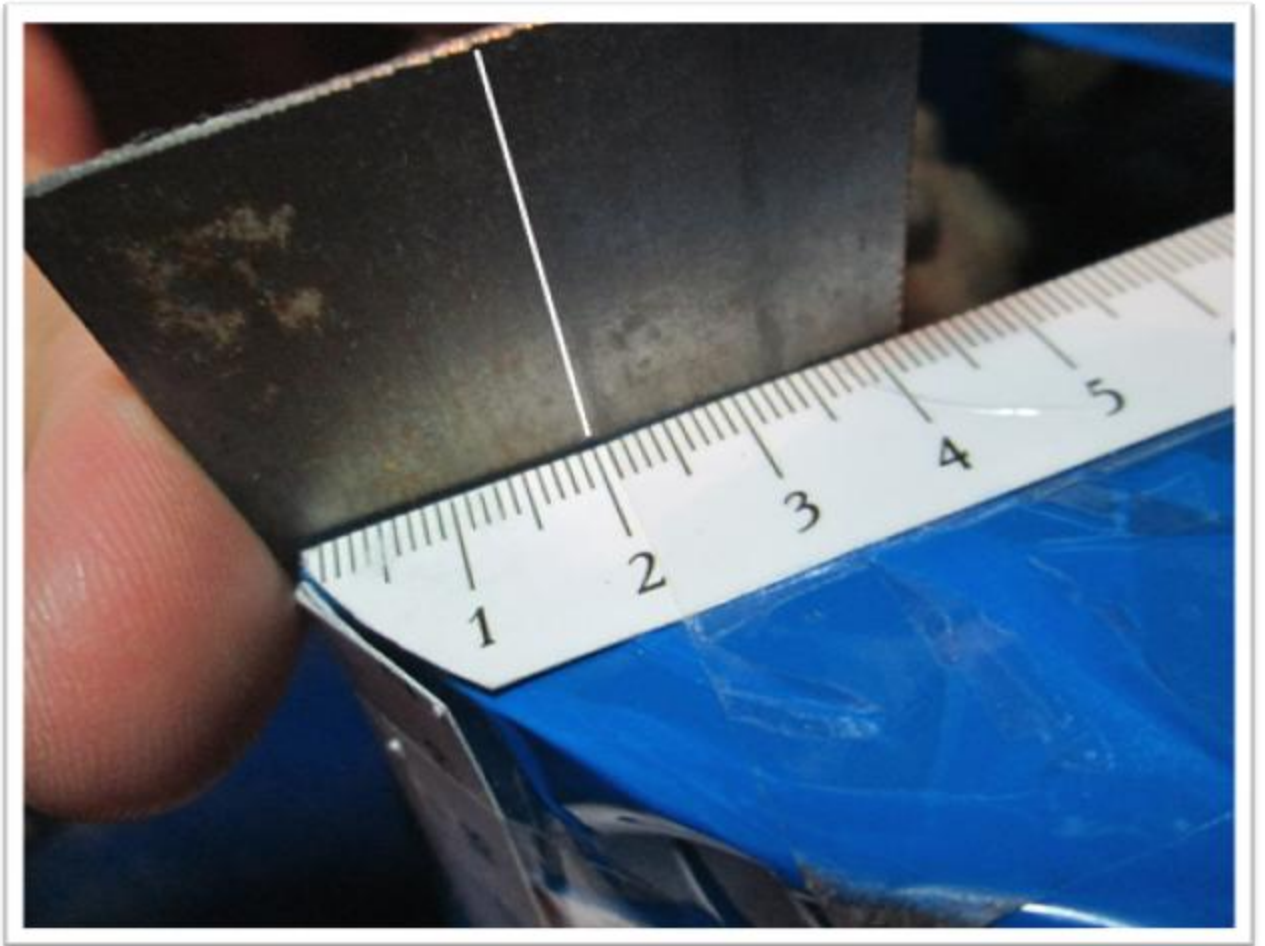


Рисунок 4.2 – Специальная модель забоя скважины

Устройство представляет модель (плоская струя с размеченной осью), которая вставляется с фиксацией в узел крепления (цилиндрическая часть размерами соответствующими габаритам гидромониторной насадки) и может в нем поворачиваться вокруг своей оси. Профиль модели струи выполнен расчетным по длине с использованием формулы [69]:

$$d = d_o \cdot (1 + m \cdot a_o) \quad (4.1)$$

где $m = l_c / d_o$, d – диаметр струи на расстоянии от среза насадки l_c , мм; d_o – диаметр отверстия насадки, мм; a_o – коэффициент расширения струи ($a_o = 0,223$, либо $a_o = 0,223 + \beta(m - m_o)$, для насадок с плавным профилем $m_o = 6$, а $\beta = 0,01$).

Длина цилиндрической части устройства равна длине насадки. Цилиндры выполнены в двух вариантах: для стандартных и для удлиненных насадок, которые длиннее стандартных на 30 мм.

Устройство содержит модель забоя скважины, представляющую собой цилиндрическую боковую стенку с вырезным окном для исследования межшарошечного пространства и верхнюю прозрачную плоскость (имитация забоя). На боковом и верхнем окнах размещены миллиметровые шкалы (вдоль стенок окна). Размер окна для замера должен составлять не менее 10 см в длину и ширину, так как максимальный диаметр струи на забое скважины составляет примерно 60-80 мм, а расстояние от забоя до точки контакта струи со стенкой скважины 50-90 мм.

Замеры на устройстве производится следующим образом: При определении стесненности струи в межшарошечном пространстве устанавливают стандартный или удлиненный цилиндр в отверстие гидромониторного узла долота; плоскую модель струи для определенного диаметра насадки фиксируют в пазах цилиндра, причем плоская струя ориентируется перпендикулярно к боковой стенке скважины – точка отсчета; вращением разных щупов для различных стандартных размеров насадок, определяют для каких диаметров струи беспрепятственно доходят до забоя. Таким образом, можно определить под разные типоразмеры долот для каждого гидромониторного узла максимальные диаметры насадок струи, которых полностью реализуют свой потенциал на забое скважины.

Кроме этого при помощи специальной модели забоя скважины мы можем измерить следующие характеристики:

- 1) площадь пятна контакта на забой скважины;
- 2) расстояние от забоя до контакта струи с боковой стенкой скважины;
- 3) расстояние от центра наклонной оси струи на забое до стенки (Δr).

После того как определен оптимальный размер насадки ее модель (щуп) фиксируется в гидромониторном узле и на долото устанавливается модель забоя скважины так, чтобы боковое окно было напротив модели струи.

Плоская струя ориентируются перпендикулярно к боковой стенке модели забоя скважины. Вращают специальную модель забоя скважины до момента контакта плоской модели струи с измерительной шкалой и снимаются замеры:

- ✓ На боковой поверхности модели забоя скважины находят место пересечения струи, и по боковой шкале определяем расстояние от забоя до контакта струи с боковой стенкой;
- ✓ По верхней шкале определяется положение центра оси струи на торцевой поверхности модели.

По формуле 4.1 находим диаметр струи на забое. Используя точку определяющую положение центра оси струи на плоскости забоя проводится окружность расчетным диаметром. Площадь контакта (пятна) струи с забоем в случае частичного поражения стенки скважины легко найти, зная хорду L и радиусы струи R_c и долота R_d рисунок 4.3:

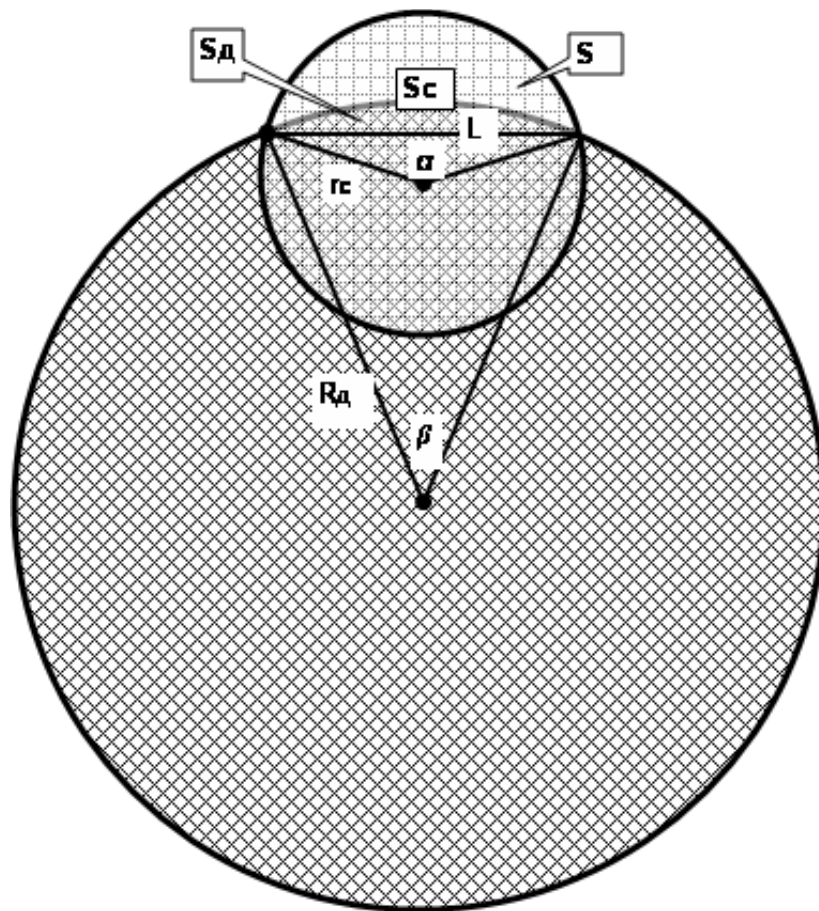


Рисунок 4.3 – Определение площади пятна поражения забоя струей

Для этого надо найти разность площадей сегментов S_c и S_d образованных хордой L и дугами окружностей с радиусами струи R_c и долота R_d , по формуле:

$$S = S_c - S_d = \frac{1}{2} \cdot [R_c^2 \cdot (\alpha - \sin \alpha) - R_d^2 \cdot (\beta - \sin \beta)] \quad (4.2)$$

где центральные углы определяются как:

$$\alpha = 2 \cdot \arccos \cdot \left[1 - \frac{R_{\delta}^2 + R_x^2 - R_x / R_y \cdot (R_{\delta}^2 + R_y^2 - R_c^2)}{2 \cdot R_c^2} \right] \quad (4.3)$$

где $R_x = R_{\delta} - R_c + \Delta r$; $R_y = R_{\delta} - \Delta r$; R_c – радиус струи на забое; R_{δ} – радиус долота; Δr – расстояние от центра струи на забое до стенки скважины

$$\beta = 2 \cdot \arcsin \left(\frac{R_c \cdot \sin(\alpha / 2)}{R_{\delta}} \right) \quad (4.4)$$

Итак, площадь пятна контакта S_n гидромониторной струи с забоем:

$$S_n = \pi \cdot R_c^2 - \frac{1}{2} \cdot [R_c^2 \cdot (\alpha - \sin \alpha) - R_{\delta}^2 \cdot (\beta - \sin \beta)] \quad (4.5)$$

В расчетах не учитывается то, что струя падает на забой под углом отличным от 90 градусов и пятно контакта из-за этого будет на самом деле иметь эллиптическую форму, т.е. расчетная площадь несколько занижена.

Авторами также предложен модернизированный вариант модели гидромониторной струи, путём замены её на объёмную струю. Объёмные модели струи практичнее использовать на буровых, для определения вписываемости струи в межшарошечное пространство, плоские для исследовательских работ. Объёмная модель позволяет провести быстрый экспресс-замер в полевых условиях, что сокращает подготовительные работы по оснащению долота насадками перед спуском его в скважину. Недостатком этого технического решения является невозможность проводить точные измерения.

Дальнейшим развитием измерительного устройства стал вариант, который моделирует струю световым потоком от точечного источника света, помещенного в габариты насадки через регулируемую диафрагму и линзу с увеличением соответствующим постоянному коэффициенту расширения струи около 0,223.

Этот прибор позволяет визуально оценить по пятну света на матовой поверхности забоя целостность струи и площадь поражения забоя, а также пятно поражения боковой стенки. Таким образом, достигается компактность и универсальность устройства, которое позволяет проводить в полевых условиях

оперативную экспресс-оценку допустимых размеров насадок и их расположения в гидромониторных узлах долота.

Основными недостатками устройства являются необходимость затенения места, где проводится замер и невозможность проведению точных измерений из-за рассеивания света, который воспроизводит струю, а также невозможностью моделировать струю с переменным коэффициентом расширения.

Для устройства необходима модель забоя скважины, которая аналогична ранее представленной. На боковых окнах установлена матовая бумага для фиксации светового пучка и замера его параметров.

Визуальный осмотр светового пятна позволяет определить по неправильной форме и теням попадание на препятствия на пути распространения струи. Изменяя диафрагму, находят диаметр отверстия, при котором свет проходит беспрепятственно к забою.

Таким образом, разработан ряд устройств для экспресс-оценки и проведения инструментальных замеров вписываемости струи в межшарошечное пространство. Появилась возможность мотивированного подбора насадок к разным типоразмерам долот и определению их адресного положения в гидромониторных узлах по условию доведения компактной струи к забою, а также оценка эффективности поражения забоя по площади и положению пятна контакта.

Такие устройства необходимо иметь на буровых инженерам по бурению и инженерному долотному сервису. Мерный инструмент для гидромониторных струй необходим и заводам изготовителям буровых долот, которые давно должны в паспортных характеристиках долот приводить информацию по предельным размерам насадок под каждый гидромониторный узел, струи из которых проходят к забою без помех.

Инструментально обоснованный выбор диаметров отверстий и расположения насадок в гидравлических узлах трехшарошечных долот позволит довести максимальную энергию до забоя скважины. Игнорирование стесненности при выборе и установке насадок может приводить бесполезному рассеиванию

гидравлической мощности при попадании струи на элементы долота (зубья, шарошки), которая теряет свою компактность (рассеивающий эффект) и может вообще не достигать забоя скважины. Использование представленных измерительных устройств ведёт к увеличению механической скорости бурения.

Влияние стесненности на параметры струи в реальных долотах экспериментально широко не исследовалось, но представляется, что в большей степени оно связано не с возвратным потоком, а рассеивающим эффектом от попадания зубьев долота в область истекающей струи.

4.2 Промысловые исследования распространения гидромониторных струй в межшарошечном пространстве трехшарошечных долот.

Нами был проведен ряд исследований на шарошечном гидромониторном долоте отечественного производства диаметром 215,9 СЗ ГАУ R53 [43, 45].

Целью исследования было определение эффективности применения различных схем гидромониторной промывки. Задача решалась путем обмера межшарошечного пространства и оценкой границ гидромониторных струй. С шагом 30 градусов определялось расстояние от оси струи до препятствия, которыми выступали элементы конструкции долота. По длине струи такие замеры проводились через каждые 10 мм. Полученные результаты сведены в таблицы 4.1 и 4.2. В таблицах показаны результаты обмера для разных сечений по длине струи от среза насадки (l_c) минимальных зазоров между осью струи и границами межшарошечного пространства. Диаметр расширяющейся струи для каждого расстояния от среза – D_k . В таблицах приведен замер выполненный для одного из гидромониторных узлов долота 215,9 СЗ ГАУ R53. Серым цветом показаны случаи попадания элементов вооружения, шарошки, лапы или стенки скважины в область струи.

Таблица 4.1 – Расстояние от оси гидромониторной струи до контакта с элементами конструкции долота 215,9 СЗ ГАУ.

l_c , мм	Угол поворота вокруг оси гидромониторной струи, град											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
30	30	39	30	30	52	38	36	38	52	40	52	55
40	60	26	25	25	47	37	35	37	47	46	24	26
50	47	13	13	38	40	34	33	34	40	48	22	26
60	32	19	14	46	39	31	32	31	39	52	20	25
70	26	24	18	15	37	30	28	30	37	22	23	25
80	22	23	20	14	32	25	24	25	32	25	25	24
90	20	19	22	17	31	22	20	22	31	32	28	31
100	60	20	21	26	28	20	19	20	28	39	26	35
110	60	60	26	33	22	18	17	18	22	51	32	40
120	60	48	40	60	21	16	14	16	21	60	40	50
130	60	50	45	60	20	14	12	14	20	60	45	55
140	60	50	45	60	19	12	10	12	19	60	45	55

Таблица 4.2 – Расстояния от центра гидромониторной струи до границ межшарошечного пространства для долота 215,9 СЗ ГАУ.

Расстояние, мм		Насадки, мм										
l_c , мм	до помехи (радиус)	7,14	7,92	8,74	9,52	10,31	11,09	11,91	12,7	14,27	15,88	17,45
30	30	6,92	7,31	7,72	8,11	8,50	8,89	9,30	9,70	10,48	11,29	12,07
40	30	8,03	8,42	8,83	9,22	9,62	10,01	10,42	10,81	11,60	12,40	13,19
50	24	9,15	9,54	9,95	10,34	10,73	11,12	11,53	11,93	12,71	13,52	14,30
60	13	10,26	10,65	11,06	11,45	11,85	12,24	12,65	13,04	13,83	14,63	15,42
70	14	11,38	11,77	12,18	12,57	12,96	13,35	13,76	14,16	14,94	15,75	16,53
80	15	12,49	12,88	13,29	13,68	14,08	14,47	14,88	15,27	16,06	16,86	17,65
90	14	13,61	14,00	14,41	14,80	15,19	15,58	15,99	16,39	17,17	17,98	18,76
100	17	14,72	15,11	15,52	15,91	16,31	16,70	17,11	17,50	18,29	19,09	19,88
110	19	15,84	16,23	16,64	17,03	17,42	17,81	18,22	18,62	19,40	20,21	20,99
120	17	16,95	17,34	17,75	18,14	18,54	18,93	19,34	19,73	20,52	21,32	22,11
130	14	18,07	18,46	18,87	19,26	19,65	20,04	20,45	20,85	21,63	22,44	23,22
140	12	19,18	19,57	19,98	20,37	20,77	21,16	21,57	21,96	22,75	23,55	24,34

Полученные результаты позволяют следующие сделать следующие выводы. От среза насадки до расстояния 50 мм контакт струи с границами межшарошечного пространства отсутствует (сечение А-А, рис. 4.4). В интервале от 50 до 90 мм по оси струи возможен контакта струи с зубьями шарошки. Такое

наблюдается при истечении струи из насадок диаметром более 12,7 мм (сечение В-В, рис. 4.4 – контакт на расстоянии 80 мм от насадки). В интервале от 90 до 140 мм по оси струи в основном происходит контакт струи со стенкой скважины (сечение С-С, рис. 4.4).

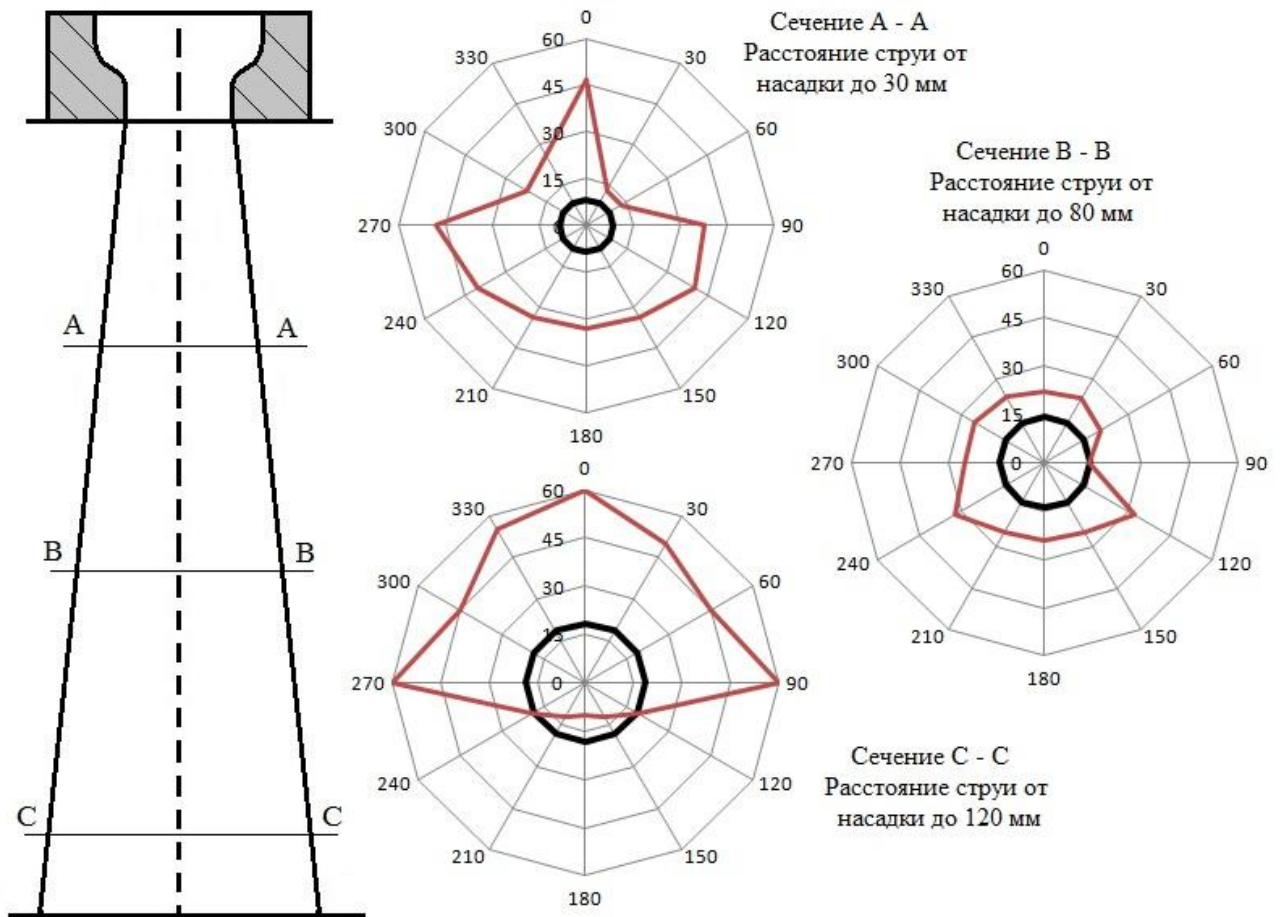


Рисунок 4.4 – Оценка вписываемости струи в межшарошечное пространство для долота 215,9 СЗ ГАУ с насадкой 10,31 мм.

Вторая задача исследования – оценить размер пятна контакта струи на забое скважины. Определено расстояние от центра контакта струи с забоем до стенки скважины, которое для этого долота составило 10 мм. В случае применения насадки 10,31 мм 82,3% (11,16 см²) доля площади контакта струи приходится на забой, а остальные 17,7% (2,39 см²) – на стенку скважины. Для всех стандартных насадок с диаметрами от 7,14 до 22,23 мм посчитана доля площади контакта струи с забоем рис. 4.5. Она с ростом размера насадки уменьшается от 83,8% до 78,5%.

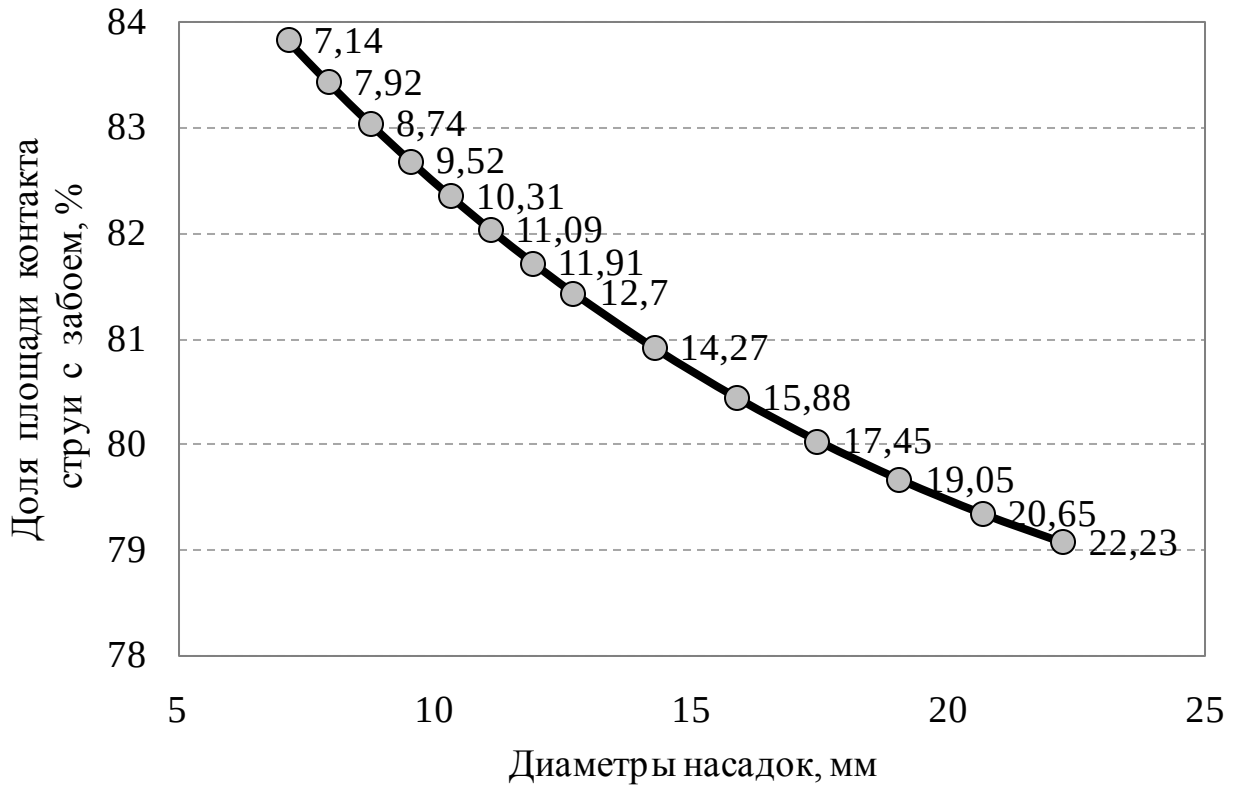


Рисунок 4.5 – Доля площади контакта струи с забоем для долота 215,9 СЗ ГАУ

Результаты эксперимента по инструментальному обмеру межшарошечного пространства для первого типоразмера импортного трехшарошечного долота EQN 537W 30R (диаметр 8½ дюйма или 215,9 мм) представлены в таблицах 4.3-4.11. В таблицах 4.3-4.5 показаны параметры поперечных сечений полости, в которой распространяется струя. Замеры проведены вокруг центра гидромониторной струи до границы полости на разных l_c расстояниях по длине струи. Начало отсчета от центра долота. Шаг замеров через 30 градусов по часовой стрелке, если смотреть на шарошки. В таблицах темной заливкой показана граница, представленная боковой стенкой скважины, а более светлой заливкой отмечены самые «узкие» места в рассматриваемом сечении. Минимальные радиусы нам понадобятся далее для определения вписываемости струй для насадок с различными диаметрами отверстий. При этом боковые стенки скважины в расчет не принимались (диапазон углов поворота 120-240 градусов).

Таблица 4.3 – Расстояния от центра гидромониторной струи до границ межшарошечного пространства у долота EQH 537W 30R (гидромониторный узел между I-й и II-й шарошками).

l_c , мм	Угол поворота вокруг оси гидромониторной струи, град											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
45	40	20	25	45	30	29	22	30	29	45	25	25
55	45	29	24	45	26	23	20	26	23	45	21	22
65	45	28	27	45	25	22	19	25	22	45	20	19
75	45	27	30	45	24	20	18	24	20	45	20	17
85	45	34	30	40	22	18	16	22	18	23	17	17
95	45	35	45	45	19	18	15	19	18	25	19	20
105	45	45	45	45	18	17	14	18	17	40	22	28
115	45	45	45	45	18	16	13	18	16	40	36	38
125	45	45	45	45	17	15	12	17	15	31	40	45
135	45	45	45	45	15	13	11	15	13	32	45	45
145	45	45	45	45	15	12	10	15	12	26	45	45

Таблица 4.4 – Расстояния от центра гидромониторной струи до границ межшарошечного пространства у долота EQH 537W 30R (гидромониторный узел между II-й и III-й шарошками).

l_c , мм	Угол поворота вокруг оси гидромониторной струи, град											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
45	45	20	20	45	45	30	25	30	35	45	25	26
55	45	26	20	45	40	27	23	27	40	45	21	21
65	45	21	25	45	31	23	21	23	31	20	20	20
75	35	30	23	45	29	21	19	21	29	45	15	23
85	45	33	30	45	25	20	17	20	25	21	15	22
95	45	45	31	45	23	18	15	18	23	26	17	23
105	45	45	45	45	22	17	14	17	22	45	20	27
115	45	45	45	42	21	16	13	16	21	42	42	29
125	45	45	45	38	19	14	12	14	19	38	45	45
135	45	45	45	34	17	13	11	13	17	34	45	45
145	45	45	45	30	16	12	10	12	16	30	45	45

Таблица 4.5 – Расстояния от центра гидромониторной струи до границ межшарошечного пространства у долота EQH 537W 30R (гидромониторный узел между III-й и I-й шарошками).

l_c , мм	Угол поворота вокруг оси гидромониторной струи, град											
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
45	45	27	21	45	30	29	22	24	35	45	25	30
55	45	22	25	45	26	23	20	22	26	45	20	25
65	45	23	23	45	25	22	19	20	25	45	19	22
75	45	40	23	45	24	20	18	20	24	20	23	21
85	45	40	33	45	22	18	16	18	22	25	22	17
95	45	45	45	45	19	18	15	18	19	25	23	18
105	45	45	45	45	18	17	14	17	18	29	23	21
115	45	45	45	45	18	16	13	16	18	34	27	25
125	45	45	45	45	17	15	12	15	17	40	35	45
135	45	45	45	45	15	13	11	13	15	39	45	45
145	45	45	45	45	15	12	10	12	15	39	45	45

В таблицах 4.6-4.8 показаны расчеты радиусов при расширении струй по мере приближения к забою, начиная с расстояния 45 мм от начала струи (среза насадки) до 145 мм (забой) с шагом 10 мм. Расчеты границ струи приведены для всех стандартных диаметров насадок. Во втором столбце дан максимальный диаметр струи беспрепятственно проходящей в сечении – d_k . Цветом выделены случаи, когда поперечные габариты струи не вписываются в сечение межшарошечного канала.

Таблица 4.6 – Оценка касания струей границ межшарошечного пространства для долота EQH 537W 30R (гидромониторный узел между I-й и II-й шарошками).

l_c , мм	d_k , мм	Радиусы расширяющейся струи для диаметров отверстий насадок, мм										
		9,52	10,31	11,09	11,91	12,7	14,27	15,88	17,45	19,05	20,65	22,23
45	40	19,56	20,35	21,13	21,95	22,74	24,31	25,92	27,49	29,09	30,69	32,27
55	42	21,79	22,58	23,36	24,18	24,97	26,54	28,15	29,72	31,32	32,92	34,50
65	38	24,02	24,81	25,59	26,41	27,20	28,77	30,38	31,95	33,55	35,15	36,73
75	34	26,25	27,04	27,82	28,64	29,43	31,00	32,61	34,18	35,78	37,38	38,96
85	34	28,48	29,27	30,05	30,87	31,66	33,23	34,84	36,41	38,01	39,61	41,19
95	38	30,71	31,50	32,28	33,10	33,89	35,46	37,07	38,64	40,24	41,84	43,42
105	44	32,94	33,73	34,51	35,33	36,12	37,69	39,30	40,87	42,47	44,07	45,65
115	72	35,17	35,96	36,74	37,56	38,35	39,92	41,53	43,10	44,70	46,30	47,88
125	62	37,40	38,19	38,97	39,79	40,58	42,15	43,76	45,33	46,93	48,53	50,11
135	64	39,63	40,42	41,20	42,02	42,81	44,38	45,99	47,56	49,16	50,76	52,34
145	52	41,86	42,65	43,43	44,25	45,04	46,61	48,22	49,79	51,39	52,99	54,57

Таблица 4.7 – Оценка касания струей границ межшарошечного пространства для долота EQH 537W 30R (гидромониторный узел между II-й и III-й шарошками).

l_c , мм	d_k , мм	Радиусы расширяющейся струи для диаметров отверстий насадок, мм										
		9,52	10,31	11,09	11,91	12,7	14,27	15,88	17,45	19,05	20,65	22,23
45	40	19,56	20,35	21,13	21,95	22,74	24,31	25,92	27,49	29,09	30,69	32,27
55	40	21,79	22,58	23,36	24,18	24,97	26,54	28,15	29,72	31,32	32,92	34,50
65	40	24,02	24,81	25,59	26,41	27,20	28,77	30,38	31,95	33,55	35,15	36,73
75	30	26,25	27,04	27,82	28,64	29,43	31,00	32,61	34,18	35,78	37,38	38,96
85	30	28,48	29,27	30,05	30,87	31,66	33,23	34,84	36,41	38,01	39,61	41,19
95	34	30,71	31,50	32,28	33,10	33,89	35,46	37,07	38,64	40,24	41,84	43,42
105	40	32,94	33,73	34,51	35,33	36,12	37,69	39,30	40,87	42,47	44,07	45,65
115	58	35,17	35,96	36,74	37,56	38,35	39,92	41,53	43,10	44,70	46,30	47,88
125	76	37,40	38,19	38,97	39,79	40,58	42,15	43,76	45,33	46,93	48,53	50,11
135	68	39,63	40,42	41,20	42,02	42,81	44,38	45,99	47,56	49,16	50,76	52,34
145	60	41,86	42,65	43,43	44,25	45,04	46,61	48,22	49,79	51,39	52,99	54,57

Таблица 4.8 – Оценка касания струей границ межшарошечного пространства для долота EQH 537W 30R (гидромониторный узел между III-й и I-й шарошками).

l_c , мм	d_k , мм	Радиусы расширяющейся струи для диаметров отверстий насадок, мм										
		9,52	10,31	11,09	11,91	12,7	14,27	15,88	17,45	19,05	20,65	22,23
45	42	19,56	20,35	21,13	21,95	22,74	24,31	25,92	27,49	29,09	30,69	32,27
55	40	21,79	22,58	23,36	24,18	24,97	26,54	28,15	29,72	31,32	32,92	34,50
65	38	24,02	24,81	25,59	26,41	27,20	28,77	30,38	31,95	33,55	35,15	36,73
75	40	26,25	27,04	27,82	28,64	29,43	31,00	32,61	34,18	35,78	37,38	38,96
85	34	28,48	29,27	30,05	30,87	31,66	33,23	34,84	36,41	38,01	39,61	41,19
95	36	30,71	31,50	32,28	33,10	33,89	35,46	37,07	38,64	40,24	41,84	43,42
105	42	32,94	33,73	34,51	35,33	36,12	37,69	39,30	40,87	42,47	44,07	45,65
115	50	35,17	35,96	36,74	37,56	38,35	39,92	41,53	43,10	44,70	46,30	47,88
125	70	37,40	38,19	38,97	39,79	40,58	42,15	43,76	45,33	46,93	48,53	50,11
135	78	39,63	40,42	41,20	42,02	42,81	44,38	45,99	47,56	49,16	50,76	52,34
145	78	41,86	42,65	43,43	44,25	45,04	46,61	48,22	49,79	51,39	52,99	54,57

В таблицах 4.9-4.11 дается анализ взаимодействия струй со стенками скважины (область углов обмера 120-240 градусов). Цветом выделены случаи, когда струи попадают на боковую стенку скважины. Диаметр скважины соответствует диаметру долота. Во втором столбце показано минимальное расстояние до боковой стенки скважины для разных сечений по длине струи.

Таблица 4.9 – Оценка попадания струи на боковую стенку скважины для долота EQH 537W 30R (гидромониторный узел между I-й и II-й шарошками).

l_c , мм	d_k , мм	Радиусы расширяющейся струи для диаметров отверстий насадок, мм										
		9,52	10,31	11,09	11,91	12,7	14,27	15,88	17,45	19,05	20,65	22,23
45	44	19,56	20,35	21,13	21,95	22,74	24,31	25,92	27,49	29,09	30,69	32,27
55	42	21,79	22,58	23,36	24,18	24,97	26,54	28,15	29,72	31,32	32,92	34,50
65	38	24,02	24,81	25,59	26,41	27,20	28,77	30,38	31,95	33,55	35,15	36,73
75	36	26,25	27,04	27,82	28,64	29,43	31,00	32,61	34,18	35,78	37,38	38,96
85	32	28,48	29,27	30,05	30,87	31,66	33,23	34,84	36,41	38,01	39,61	41,19
95	30	30,71	31,50	32,28	33,10	33,89	35,46	37,07	38,64	40,24	41,84	43,42
105	28	32,94	33,73	34,51	35,33	36,12	37,69	39,30	40,87	42,47	44,07	45,65
115	26	35,17	35,96	36,74	37,56	38,35	39,92	41,53	43,10	44,70	46,30	47,88
125	24	37,40	38,19	38,97	39,79	40,58	42,15	43,76	45,33	46,93	48,53	50,11
135	22	39,63	40,42	41,20	42,02	42,81	44,38	45,99	47,56	49,16	50,76	52,34
145	20	41,86	42,65	43,43	44,25	45,04	46,61	48,22	49,79	51,39	52,99	54,57

Таблица 4.10 – Оценка попадания струи на боковую стенку скважины для долота EQH 537W 30R (гидромониторный узел между II-й и III-й шарошками).

l_c , мм	d_k , мм	Радиусы расширяющейся струи для диаметров отверстий насадок, мм										
		9,52	10,31	11,09	11,91	12,7	14,27	15,88	17,45	19,05	20,65	22,23
45	50	19,56	20,35	21,13	21,95	22,74	24,31	25,92	27,49	29,09	30,69	32,27
55	46	21,79	22,58	23,36	24,18	24,97	26,54	28,15	29,72	31,32	32,92	34,50
65	42	24,02	24,81	25,59	26,41	27,20	28,77	30,38	31,95	33,55	35,15	36,73
75	38	26,25	27,04	27,82	28,64	29,43	31,00	32,61	34,18	35,78	37,38	38,96
85	34	28,48	29,27	30,05	30,87	31,66	33,23	34,84	36,41	38,01	39,61	41,19
95	30	30,71	31,50	32,28	33,10	33,89	35,46	37,07	38,64	40,24	41,84	43,42
105	28	32,94	33,73	34,51	35,33	36,12	37,69	39,30	40,87	42,47	44,07	45,65
115	26	35,17	35,96	36,74	37,56	38,35	39,92	41,53	43,10	44,70	46,30	47,88
125	24	37,40	38,19	38,97	39,79	40,58	42,15	43,76	45,33	46,93	48,53	50,11
135	22	39,63	40,42	41,20	42,02	42,81	44,38	45,99	47,56	49,16	50,76	52,34
145	20	41,86	42,65	43,43	44,25	45,04	46,61	48,22	49,79	51,39	52,99	54,57

Таблица 4.11 – Оценка попадания струи на боковую стенку скважины для долота EQH 537W 30R (гидромониторный узел между III-й и I-й шарошками).

l_c , мм	d_k , мм	Радиусы расширяющейся струи для диаметров отверстий насадок, мм										
		9,52	10,31	11,09	11,91	12,7	14,27	15,88	17,45	19,05	20,65	22,23
45	44	19,56	20,35	21,13	21,95	22,74	24,31	25,92	27,49	29,09	30,69	32,27
55	40	21,79	22,58	23,36	24,18	24,97	26,54	28,15	29,72	31,32	32,92	34,50
65	38	24,02	24,81	25,59	26,41	27,20	28,77	30,38	31,95	33,55	35,15	36,73
75	36	26,25	27,04	27,82	28,64	29,43	31,00	32,61	34,18	35,78	37,38	38,96
85	32	28,48	29,27	30,05	30,87	31,66	33,23	34,84	36,41	38,01	39,61	41,19
95	30	30,71	31,50	32,28	33,10	33,89	35,46	37,07	38,64	40,24	41,84	43,42
105	28	32,94	33,73	34,51	35,33	36,12	37,69	39,30	40,87	42,47	44,07	45,65
115	26	35,17	35,96	36,74	37,56	38,35	39,92	41,53	43,10	44,70	46,30	47,88
125	24	37,40	38,19	38,97	39,79	40,58	42,15	43,76	45,33	46,93	48,53	50,11
135	22	39,63	40,42	41,20	42,02	42,81	44,38	45,99	47,56	49,16	50,76	52,34
145	20	41,86	42,65	43,43	44,25	45,04	46,61	48,22	49,79	51,39	52,99	54,57

Инструментальный обмер проходного сечения межшарошечного пространства на разных расстояниях по длине струи для долота EQH 537W 30R показал:

- ✓ для гидромониторного узла между I-й и II-й шарошками максимальный диаметр насадки, из условия вписываемости струи без взаимодействия с элементами вооружения, составил 14,27 мм;
- ✓ для гидромониторного узла между II-й и III-й шарошками – 10,31 мм;
- ✓ для гидромониторного узла между III-й и I-й шарошками – 14,27 мм.

Для удлиненных насадок (приближение насадок к забою на 30 мм) расчёты показали возможность применения набора насадок большего размера:

- ✓ для первого гидромониторного узла максимальный диаметр насадки составил 20,65 мм;
- ✓ для второго гидромониторного узла – 17,45 мм;
- ✓ для третьего гидромониторного узла – 22,23 мм.

Таким образом, предельные диаметры комбинации для стандартных насадок 14,27*10,31*14,27 и удлинённых насадок 20,65*17,45*22,23. Попадание струи на стенку скважины для этих вариантов комбинаций, происходит соответственно на расстояниях 85*95*85 мм у стандартных насадок и 95*105*95 мм для удлинённых. Взаимодействие истекающей струи с боковой стенкой

скважины приводит к отражению струи, «размывающему» эффекту и как следствие, к потере компактности струи и снижению ее эффективности.

По нашему мнению, для каждого типоразмера долота должны быть в паспорте долота приведены максимальные диаметры стандартных (коротких) и удлиненных насадок, и места их установки, т.е. номер узла, который определяется по номерам шарошек. Например:

- ✓ 1-й узел – гидромониторный узел между I-й и II-й шарошками;
- ✓ 2-й узел – гидромониторный узел между II-й и III-й шарошками;
- ✓ 3-й узел – гидромониторный узел между III-й и I-й шарошками.

Аналогично были получены результаты обмера для второго типоразмера импортного трехшарошечного долота EQH 537W 42R (диаметр 8½ дюйма или 215,9 мм). Максимальные диаметры стандартных (коротких) и удлиненных насадок, струи из которых беспрепятственно (не считая стенку скважины) доходят до забоя оказались:

- для стандартных типов насадок 12,7*12,7*12,7 мм;
- для удлиненных насадок 15,88*20,65*19,05 мм.

Попадание струи на стенку скважины для этих вариантов комбинаций, происходит на расстояниях 90*90*90 мм у стандартных насадок и соответственно 95*100*100 мм для удлиненных насадок.

Для третьего эксперимента было выбрано импортное трехшарошечное долото EQH 517W 20R (диаметр 8½ дюйма или 215,9 мм). Комбинации максимальных диаметров для стандартных (коротких) и удлиненных насадок, струи которых беспрепятственно (не считая стенку скважины) доходят до забоя, для этого долота:

- стандартные 10,31*9,52*12,7 мм;
- удлиненные 15,88*15,88*20,65 мм.

Попадание струи на стенку скважины у этих вариантов комбинаций, происходит на расстояниях 90*100*90 мм для стандартных типов насадок и соответственно 100*105*95 мм для удлиненных насадок.

Как видно, для каждого долота комбинации насадок максимального

сечения не одинаковы. Следует вывод, что максимальные диаметры насадок, струи которых беспрепятственно доходят до забоя, для разных типоразмеров долот существенно различаются даже для одного диаметра.

Стандартные насадки:

EQH 517W 20R это 10,31*9,52*12,7 мм;

EQH 537W 30R это 14,27*10,31*14,27 мм;

EQH 537W 42R это 12,7*12,7*12,7 мм.

Удлиненные насадки:

EQH 517W 20R это 15,88*15,88*20,65 мм;

EQH 537W 30R это 20,65*17,45*22,23 мм;

EQH 537W 42R это 15,88*20,65*19,05 мм.

Необходимо отметить, что для 1-го и 2-го гидромониторного узла трехшарошечного долота EQH 517W 20R насадка с диаметром более 12,7 мм не подходит, а для 3-го гидромониторного узла данный диаметр уместен. Даже зная оптимальную комбинацию из трех насадок, необходимо правильно установить их в гидромониторные узлы трехшарошечных долот.

Варианты расстановки насадок по гидромониторным узлам и эффективность реализации для долота EQH 517W 20R с оптимальной комбинацией насадок 10,3*9,5*12,7 мм, представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Варианты расстановки насадок по гидромониторным узлам и эффективность реализации для долота EQH 517W 20R.

Вариант	Гидромониторный узел			Эффективность реализации
	I узел max 10,3	II узел max 9,5	III узел max 12,7	
1	10,31	9,52	12,7	+ + +
2	10,31	12,7	9,52	+ - +
3	9,52	10,31	12,7	+ - +
4	9,52	12,7	10,31	+ - +
5	12,7	9,52	10,31	- + +
6	12,7	10,31	9,52	- - +
7	15,88	10,31	нет	- -

Все семь вариантов распределения насадок в гидромониторных узлах имеют одинаковую суммарную площадь сечения $2,8 \text{ см}^3$. 7-й вариант представлен двумя насадками с эквивалентной суммарной площадью сечения. Серым цветом показаны случаи ошибочной установки насадки в гидромониторный узел.

Современные долота не создают условия для сохранения компактности струи, что приводит к рассеиванию мощности и не доведению ее до забоя. Также нужно отметить, что периодический контакт (из-за вращения шарошек) струи с зубками несущественно влияет на целостность и потенциал струи. В настоящее время даже сервисные службы не всегда обеспечивают эффективность гидромониторной промывки, так как не учитывают вписываемость струй и расположение насадок в гидромониторных узлах. В одинаковых условиях бурения из-за этого возникают существенно отличающиеся технико-экономические показатели.

4.3 Совершенствование методики проектирования промывки забоя в условиях стесненности гидромониторных струй.

Проектирование эффективной гидромониторной промывки реализуется из условия достижения экстремума функции для выбранного критерия. Наиболее популярными критериями являются классические – гидравлическая мощность на долоте, которая показывается в технических проектах на бурение скважин и сила удара струй, которая на практике почти не применяется. Наиболее информативными критериями все-таки считаются – гидродинамическое давление струи на забое $P_{ос}$, «эффективное давление струи» $P_{эф}$ и чистый (безразмерный) критерий J , позволяющий оценить существование обратных фильтрационных потоков из породы на забое под воздействием вращающихся гидромониторных струй [67, 68]. Последние два учитывают геолого-технические условия через пластовое давление, конструктивные характеристики долота и геометрические особенности кольцевого пространства. Тем не менее, и они не лишены недостатков. Неоднозначность промысловых результатов при оптимизации

гидромониторной промывки на основе их применения можно объяснить отсутствием в методиках влияния стесненности при истечении струй в межшарошечном пространстве.

Получив возможность инструментальной оценки вписываемости расширяющихся гидромониторных струй в проемах между лапами и шарошками с зубками, а также площади кольцевой зоны поражения на периферии забоя, возникает задача усовершенствовать методику проектирования гидромониторной промывки по критериям $P_{эф}$ и J .

Имея паспортные данные долота по максимальным диаметрам стандартных и удлинённых насадок для каждого гидромониторного узла, во-первых, из возможных вариантов комбинаций насадок отсеиваются те, что имеют диаметры, превышающие паспортные, а во-вторых, адресное расположение в узлах крепления только целесообразных размеров позволит наиболее рационально реализовать гидравлическую мощность на забое.

Тем самым, достигается эффективность проектирования гидравлических программ, и повышаются технико-экономические показатели углубления скважины за счет более рационального использования резервов в гидромониторной промывке забоя скважины.

Приведем пример гидравлической программы промывки скважины на одном из месторождений Тимано-Печорской провинции, с учётом вписываемости струи в межшарошечное пространство. Исходные данные: глубина по стволу/вертикали – 2200/2200 м; глубина спуска предыдущей обсадной колонны – 1200 м; внутренний диаметр спущенной обсадной колонны 225 мм; плотность раствора 1160 кг/м³; пластическая вязкость 20 мПа*с; ДНС 9,6 Па; расход 31 л/сек. Параметры компоновки низа бурильной колонны: долото 215,9 мм; ТС 208/71мм – 18м (230,5 кг/1п.м.); УБТ 178/71 мм – 18 м (147,3 кг/1п.м.); ТБТ 127/76 мм – 180 м (74,1 кг/1п.м.); остальное СБТ 127/108,6 мм – (33,64 кг/1п.м.).

Рассмотрим случаи использования симметричной промывки, когда все три насадки в долоте имеют одинаковый размер, так как на буровых редки случаи использования разноразмерных насадок.

Гидромониторное долото исследовалось импортное трехшарошечное 8¹/₂EQH 537W 42R со стандартными насадками. В расчёте ограничивалось максимальное давление на буровых насосах – 200 атм. Для этого долота возможно применение 14 размеров насадок 7,14 мм до 22,23 мм. Критерий вписываемости струи (ВС) показывает, свободна (+) или стесненна (-) струя в межшарошечном пространстве. В таблице 4.13 показаны 14 вариантов из них видно, что для вариантов насадок 9-14 (диаметры 14,27÷22,23 мм) их струи будут бесполезно терять свой потенциал, попадая на преграды на пути к забою, а значит, не желательны для применения. Варианты 1-4 (диаметры насадок 7,14÷9,52 мм) не допустимы из-за превышения предельного давления на насосе. Остаются варианты насадок 5-8, которые удовлетворяют условию вписываемости струи в межшарошечном пространстве и проходят по давлению. Остается из отобранных вариантов остановиться на том, у которого выбранный критерий оптимизации будет выше.

Таблица 4.13 – Гидравлический расчёт для стандартных насадок и и условие вписываемости струи (ВС) в межшарошечное пространство.

Вариант	Диаметр насадок, мм	Давление на насосе, атм	Резерв давления, атм	ВС
1	7,14	<i>Превышает допустимое давление на насосе</i>		+
2	7,92			+
3	8,74			+
4	9,52			+
5	10,31	166,1	33,9	+
6	11,09	142,6	57,4	+
7	11,91	125,5	74,5	+
8	12,7	113,7	86,3	+
9	14,27	98,7	101,3	-
10	15,88	90,0	110,0	-
11	17,45	84,8	115,2	-
12	19,05	81,4	118,6	-
13	20,65	79,1	120,9	-
14	22,23	77,6	122,4	-

Из таблицы 4.13 видно, что для вариантов насадок № 5-8, которые удовлетворяют условию вписываемости струи в межшарошечном пространстве, есть резерв давления. Его можно реализовать следующими способами: увеличить производительность буровых насосов; повысить реологические характеристики жидкости для улучшения выноса шлама; поднять плотность промывочной жидкости для поддержания устойчивости стенок скважины. Таким образом, способы реализации резерва давления возлагаются на инженерно технический состав проектного отдела или полевой персонал.

Теперь рассмотрим случай, где все три насадки имеют разные размеры.

Для совершенствования методик основанных на критериях $P_{эф}$ и J предложен коэффициент учитывающий стесненность струй K_c , который позволяет уточнить формулу 4.6:

$$J = \frac{P_{oc} - P_{диф}}{P_{oc}} = 1 - \frac{P_{диф}}{P_{oc}} \quad (4.6)$$

Коэффициент K_c среднее соотношение диаметров насадок – (паспортной) максимального сечения $d_{max i}$ струя которой не стеснена к устанавливаемой d_i в i -й гидромониторный узел. Если соотношение получается больше единицы ($d_{max i} > d_i$), то его следует принимать равным 1,0 (формула 4.7), автономная 4.8.

Коэффициент стесненности струй K_c вычисляется по следующей формуле:

$$K_c = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \frac{d_{max i}}{d_i} \quad (4.7)$$

$$K_c = \frac{1}{2 \cdot n} \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{d_{max i}}{d_i} \cdot \left[1 - \text{SGN} \left(\frac{d_{max i}}{d_i} - 1 \right) \right] + \left[1 - \text{SGN} \left(1 - \frac{d_{max i}}{d_i} \right) \right] \right\} \quad (4.8)$$

где $d_{max i}$ – максимальный диаметр насадки для i -го узла, по условию свободного прохождения струи до забоя; d_i – диаметр применяемой насадки; SGN – функция определяет знак (принимает значение +1, -1 или 0).

Для трехшарошечного долота 8¹/₂EQH 517W 20R рациональная комбинация стандартных насадок 10,31*9,52*12,7 мм. Для различной расстановки

насадок в гидромониторных узлах произведен расчёт K_c по формуле 4.7. и результаты сведены в таблицу 4.14.

Таблица 4.14 – Влияние расстановки насадок в узлах крепления на коэффициент стесненности струй для долота 8¹/₂EQH 517W 20R.

Вариант	Диаметры насадок в гидромониторных узлах, мм			Параметры промывки	K_c	Критерии эффективности гидромониторной промывки		
	I	II	III			%	$P_{эф}$	J'
1	10,31	9,52	12,7	$P_{диф} = 1,26$ МПа; $Q = 31$ л/сек; $f_0 = 2,813$ см ²	1	100	0,241	0,163
2	10,31	12,7	9,52		0,917	91,7	0,118	0,087
3	9,52	10,31	12,7		0,974	97,4	0,203	0,141
4	9,52	12,7	10,31		0,917	91,7	0,118	0,087
5	12,7	9,52	10,31		0,937	93,7	0,148	0,107
6	12,7	10,31	9,52		0,912	91,2	0,111	0,083
7	15,88	10,31	нет		0,786	78,6	-0,075	-0,065

В таблице 4.14 оценивается эффективность расположение насадок в узлах крепления через K_c . Коэффициенты стесненности для 3-х насадок отличаются от идеального на 2,6-8,8%, а для варианта из 2-х насадок более существенно на 21,4%.

Под эффективностью расстановки насадок по узлам крепления подразумевается: (+) струя доходит свободно до забоя, а (-) струя стеснена и теряет свою компактность и потенциал.

Уточненный безразмерный критерий эффективности гидромониторной промывки забоя скважины (уточнение формулы 4.6):

$$J' = \frac{P_{oc} \cdot K_c - P_{диф}}{P_{oc} \cdot K_c} = 1 - \left(\frac{P_{диф}}{P_{oc} \cdot K_c} \right) \quad (4.9)$$

где P_{oc} – осевое давление в центре струи на забое.

Коэффициент стесненности струй K_c позволяет уточнить не только критерий J' , а также «эффективное давление струи» $P_{эф}$:

$$P'_{эф} = P_{oc} \cdot K_c - P_{диф} \quad (4.10)$$

Результаты расчета давлений $P_{диф}$, $P_{эф}$, P_{oc} и критерия J' для долота 8¹/₂EQH 517W 20R, адресная расстановка и рациональные размеры насадок

(10,31*9,52*12,7 мм) для которого соответствуют 1-му варианту таблицы 4.15. Для вариантов 2-7 критерий J' оказался занижен из-за влияния коэффициента стесненности струи K_c .

Таблица 4.15 – Параметры гидромониторной промывки, с учётом стесненности струй в межшарошечном пространстве долота 8¹/₂EQH 517W 20R.

Вариант	Диаметры насадок в гидромониторных узлах, мм			K_c	$P_{диф}$	Критерии эффективности гидромониторной промывки	
	I	II	III			$P_{эф}$	J'
1	10,31	9,52	12,7	1	1,235	0,241	0,163
2	10,31	12,7	9,52	0,917	1,235	0,118	0,087
3	9,52	10,31	12,7	0,974	1,235	0,203	0,141
4	9,52	12,7	10,31	0,917	1,235	0,118	0,087
5	12,7	9,52	10,31	0,937	1,235	0,148	0,107
6	12,7	10,31	9,52	0,912	1,235	0,111	0,083
7	15,88	10,31	нет	0,786	1,235	-0,075	-0,065

Влияния K_c на величину критериев эффективности гидромониторной промывки $P'_{эф}$ и J' , показывают расчеты в таблице 4.15. Напомним, что коэффициент стесненности табл. 4.14 в последнем худшем варианте ниже идеального на 21,4%. А его влияние на уточненные критерии более существенное. В таблице 4.15 разница между первым и шестым вариантом достигает 49%. Если в таблице 4.14 между первыми двумя вариантами различие в коэффициентах стесненности равнялось 8,3%, то из таблицы 4.15 критерии эффективности гидромониторной промывки в этих вариантах отличаются почти в два раза.

Применение предложенного критерия стесненности для оценки эффективности гидромониторной промывки, позволяет методически выбирать однозначный оптимальный вариант доступных комбинаций насадок и их рациональное размещение в узлах крепления.

Выводы по разделу:

1. Для повышения эффективности проектирования промывки забоя разработан измерительный инструмент для определения границ контакта струи с

элементами долота, со стенкой скважины, угла наклона оси струи к забоя, площади поражения на забое (патент на полезную модель №156858 «Устройство для оптимизации работы гидромониторного долота»).

2. Экспериментально установлено, что для разных типоразмеров отечественных и импортных шарошечных долот оптимальные комбинации стандартных и удлиненных насадок, струи из которых беспрепятственно достигают забоя – различны. Так для трехшарошечных долот 8^{1/2}EQH 517W 20R это 10,31*9,52*12,7 мм; для 8^{1/2}EQH 537W 30R – 14,27*10,31*14,27 мм; для 8^{1/2}EQH 537W 42R – 12,7*12,7*12,7 мм. Это обстоятельство вынуждает практиков производить обмер межшарошечного пространства, без которого невозможно однозначно определять эффективные размеры и рационально размещать в узлах крепления гидромониторные насадки

3. Замер площади контакта струи с забоем для долота 215,9 СЗ ГАУ с насадкой 10,31 мм показал, что 82,3% площади попадает в плоскость забоя, а остальные 17,7% – на стенку скважины. Доля площади контакта струи с забоем, с ростом диаметра стандартных насадок уменьшается от 83,8% до 78,5%.

4. Предложен критерий стесненности для уточнения и оценки критериев эффективности гидромониторной промывки $P'_{эф}$ и J' , который позволяет однозначно определять оптимальный вариант доступных комбинаций насадок и их рациональное размещение в узлах крепления, что обеспечивает гарантированное повышение ТЭП.

5. По результатам диссертационного исследования ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» принято решение о включении в состав долотных программ по бурению технологии и программного продукта по выбору эффективных размеров насадок гидромониторных трехшарошечных долот.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Промысловые, экспериментальные, аналитические и теоретические исследования показали, что:

1. Комплексный подход к анализу технологии промывки скважины позволил определить пути снижения затрат времени на приготовление растворов на углеводородной основе, исключить непроизводительное время на дополнительные операции вызванные осложнениями в стволе скважины в результате технологического обоснования предельно допустимых значений плотности буровых растворов, учитывая стесненные условия межшарошечного пространства рационально реализовывать гидравлическую мощность на забое и за счет этого повысить ТЭП углубления.

2. Установлено, что технология приготовления основы РУО характеризуется базовыми *коэффициентами режима диспергирования*, которые дают возможность прогнозировать основные технологические параметры растворов на углеводородной основе, либо определять необходимый режим работы диспергатора (давление и время процесса) для заданного значения параметра электростабильности, что позволяет минимизировать затраты времени и повысить ТЭП углубления скважины.

3. На основе промысловых исследований разработана методика определения сил сопротивления при движении инструмента в искривленном стволе скважины, учитывающая гидравлическое прижатие труб. Методика позволяет оценить величину критической, прихватопасной плотности, зависящую от параметров профиля, толщины глинистой корки, коэффициента трения, пластового давления и за счет этого исключить или существенно сократить непроизводительные затраты времени на борьбу с осложнениями.

4. Обоснован *критерий стесненности* для уточнения и оценки критериев эффективности гидромониторной промывки $P'_{эф}$ и J' , который определяется в результате обмера геометрических параметров полости в межшарошечном пространстве и позволяет однозначно найти оптимальный вариант доступных

комбинаций насадок и их рациональное размещение в узлах крепления, что обеспечивает гарантированное повышение ТЭП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агабальянц Э.Г. Промывочные жидкости для осложненных условий бурения / Э.Г. Агабальянц. – М.: Недра, 1982. – 184 с.
2. Александров М.М. Взаимодействие колонны труб со стенками скважины / М.М. Александров. – М.: Недра, 1982. – 144 с.
3. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий / Ангелопуло О.К., Подгорнов В.М., Аваков В.Э. – М.: Недра, 1988. – 135 с.: ил.
4. Ахмадеев Р.Г. Физико-химическое исследование глин в связи с их устойчивостью при бурении скважин / Р.Г. Ахмадеев // Дисс. канд. тех. наук. – М.: УДН. – 1970. – 192 с.
5. Ахмадеев Р.Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1981. – 152 с.
6. Бабаян Р.А., Финкельштейн Г.М., Гельфгат Я.А. Выбор критерия определения оптимального расхода бурового раствора // Нефтяное хозяйство. – 1983. – №11. – с. 16-20.
7. Бабаян Р.А., Финкельштейн Г.М., Гельфгат А.Я. Влияние гидравлической мощности, реализуемой на забое, на механическую скорость при различных дифференциальных давлениях // Нефтяное хозяйство. – 1984. – №7. – с. 8-12.
8. Басарыгин Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 2000. – 680 с.
9. Бревдо Г.Д. Проектирование режима бурения. – М.: Недра, 1988. – 200 с.
10. Булатов А.И. Справочник по промывке скважин / А.И. Булатов, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 1984. – 247 с.
11. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
12. Буслаев В.Ф. Строительство скважин на Севере / В.Ф. Буслаев, С.А. Кейн, Ю.Л. Логачев. – Ухта, 1986. – 128 с.

13. Васильев А.В., Марик В.Б., Саблуков Б.Б. Исследование влияния схем промывочного узла долота на гидравлические процессы на забое скважины // Тр. МИНГ. - М.: МИНГ, 1987. – Вып. 210. – с. 14-18.
14. Глущенко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтяной промышленности / В.Н. Глущенко – М.: Интерконтакт Наука, 2008. – 725 с.
15. Городнов В.Д. Буровые растворы: учебное пособие / В.Д. Городнов. – М., Недра, 1985. – 131 с.
16. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждений осложнений в бурении / В.Д. Городнов. – 2-е изд. перераб. и дополн. – М.: Недра. – 1984. – 225 с.
17. Грей Дж.Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. / Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
18. Грим Р.Э. Минералогия и практическое использование глин: пер. с англ. / Р.Э. Грим. – М.: МИР, 1967. – 511 с.
19. Гусман А.М. Влияние условий промывки забоя на износ шарошечных долот // Гидравлика в бурении: Тр. ВНИИБТ – М.: ВНИИБТ, 1970. - Вып.24. – с. 66-73.
20. Гусман А.М., Малкин И.Б., Мительман Б.И. Исследование эффективности асимметричных схем промывки гидромониторных долот // РНТС ВНИИОЭНГ, Сер. Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ. – 1975. – № 12. – с. 7-9.
21. Гусман А.М., Мительман Б.И. Исследование выноса шлама из зоны долота в затрубное пространство // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 4. – с. 17-21.
22. Гусман А.М. Состояние и направление совершенствования схем промывки буровых шарошечных долот // Труды ВНИИБТ. – М.: ВНИИБТ, 1988. – Вып. 66. – с. 175-183.
23. Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес. – М.: Недра. - 1985. – с. 230.
24. Демяновский Е.Д., Быков И.И. Опыт бурения наклонно-направленной скважины с большим отклонением с использованием эмульсионного раствора на углеводородной основе// Сборник НПО Бурение, вып.13, 2005, с.21-29.

25. Долгих А.Е., Ананьев А.Е., Новиков В.С., Липкес М.И. Исследование взаимодействия глинистых пород с растворами на углеводородной основе / А.Е. Долгих, А.Н. Ананьев, В.С. Новиков, М.И. Липкес // Нефтяное хозяйство. – 1976. – №9. – с. 22-23.

26. Духон П.Ю., Долгих А.Е., Шерман Г.П. Методы контроля состава и свойств раствора на углеводородной основе / П.Ю. Духон, А.Е. Долгих, Г.П. Шерман. Тр. института геологии и разработки горючих ископаемых. АН СССР, 1976, вып.27. – с. 22-27.

27. Есьман Б.И. Термогидравлика при бурении скважин. - М.: Недра, 1982. – 247 с.

28. Железняков Ф.И. Оценка влияния дифференциального давления и скорости вращения долота на механическую скорость проходки // РНТС ВНИИОЭНГ, Сер. Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ, 1975. – №7. – с. 5-7.

29. Железняков Ф.И. Влияние отдельных факторов технологии бурения на механическую скорость бурения // Нефтяное хозяйство. – 1979. – №1. – с. 13-18.

30. Заворотный В.Л., Заворотный А.В., Шишков С.Н., Кошелев В.Н. Современные эмульсионные буровые растворы на углеводородной основе. / В.Л. Заворотный, А.В. Заворотный, С.Н. Шишков, В.Н. Кошелев // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. / НП «Национальный институт нефти и газа», 2004 г., №3-4, – с. 73-78.

31. Ильин Г.А., Мельников И.И. Термостабильный инвертный эмульсионный буровой раствор на основе соединений алюминия / РИ. Сер. Бурение газовых и морских нефтяных скважин». М.: ВНИИЭгазпром, 1981, Вып.1. – с. 28-32.

32. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин / А.Г. Калинин, Н.А. Григорян, Б.З. Султанов. – М.: Недра, 1990. – 348 с.

33. Касперский Б.В., Шишков С.Н., Касьянов Н.М., Мухин Д.Л., Файнштейн И.З., Домашенко С.А. Разработка и исследование бурового эмульсионного раствора. // Б.В. Касперский, С.Н. Шишков, Н.М. Касьянов, Д.Л.

Мухин, И.З. Файнштейн, С.А. Домашенко / Нефтяное хозяйство, 1992, – №3, – с. 5-6.

34. Касперский Б.В., Шишков С.Н., Касьянов Н.М., Мухин Д.Л., Файнштейн И.З., Домашенко С.А. Промышленные испытания бурового раствора Эмульгар. // Б.В. Касперский, С.Н. Шишков, Н.М. Касьянов, Д.Л. Мухин, И.З. Файнштейн, С.А. Домашенко / Нефтяное хозяйство, 1992. – №7. – с. 34-36.

35. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов / Э.Г. Кистер. – М.: Недра, 1972. – 392 с.

36. Кистер Э.Г., Файнштейн И.З., Шумилова Е.П. Стабилизация инвертных эмульсий с высоким содержанием воды // Тр. / ВНИИБТ. 1971. – Вып.27. – с. 163-169.

37. Коваленко Ю.И., Медведовская Ф.М. К вопросу о возможности получения гидромониторного эффекта при бурении в Западной Сибири // Тр. ВНИИБТ. - М.: ВНИИБТ, 1988. – Вып.66. – с. 51-66.

38. Козодой А.К. Анализ потерь давления в промывочных устройствах гидромониторных долот // Совершенствование бурения нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1965. – с. 48-51.

39. Коряпаев П.Н., Ткаченко В.И., Тюрин И.П. Разработка усовершенствованной гидравлической схемы долота для бурения в осложненных условиях // Проблемы освоения нефтяных месторождений с аномальными свойствами: Тр. Гипровостокнефть. - Куйбышев: Гипровостокнефть. – 1983. – с. 50-53.

40. Коряпаев П.Н., Ткаченко В.И., Тюрин И.П. Исследование эффективности боковой гидромониторной промывки при различном числе насадок на долоте // Нефтяное хозяйство. – 1984. – №5. – с. 25-27.

41. Кошелев В.Н., Пеньков А.И., Проскурин Д.В. Разработка прямой эмульсии со свойствами РНО. / В.Н. Кошелев, А.И. Пеньков, Д.В. Проскурин и др.// Сборник научных трудов ОАО НПО «Бурение», вып.7, 2002. – с. 40-47.

42. Кравчук М.В., Уляшева Н.М. Выбор бурового раствора при вскрытии терригенных отложений на месторождениях Тимано-Печорской провинции /

Кравчук М.В., Уляшева Н.М. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 2. – с. 42-44.

43. Кравчук М.В. Оценка эффективности высоконапорных струй из насадок гидромониторных долот / М.В. Кравчук // Нефтегазовое и горное дело – 2011: мат. IV Всероссийской конф. – Пермь: ПНИПУ, 2011. – с.13-16.

44. Кравчук М.В. Разработка технологии буровых растворов для предотвращения осложнений скважины в интервале бурения под техническую колонну на месторождениях имени Романа Требса / Кравчук М.В. // Севергеоэкотех – 2014: мат.XV междунар. молодежной конф. – Ухта: УГТУ, 2014. – с. 38-42.

45. Кравчук М.В., Логачев Ю.Л. Анализ резервов при реализации гидромониторной промывки / Кравчук М.В., Логачев Ю.Л. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 2. – с. 15-18.

46. Кравчук М.В. Реализация резервов гидромониторной промывки на примере гидравлической программы бурения на Щельяюрском месторождении / М.В. Кравчук // Севергеоэкотех – 2012: мат.XIII междунаро. молодежной конф. – Ухта: УГТУ, 2012. – с. 23-26.

47. Кравчук М.В. Технологические решения для снижения осложнённости ствола скважины в интервале бурения под техническую колонну на месторождениях им. Р.Требса / Кравчук М.В. // Севергеоэкотех – 2014: мат.XV междунар. молодежной конф. – Ухта: УГТУ, 2014. – с. 43-45.

48. Кравчук М.В., Близнюков В.Ю., Уляшева Н.М., Логачёв Ю.Л. Опыт моделирования рецептуры утяжеленного бурового раствора на углеводородной основе с заданными технологическими параметрами / Кравчук М.В. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 2. – с. 19–23.

49. Кравчук М.В., Гаджиев С.Н. Роль реологических параметров бурового раствора в оптимизации режимов бурения / Кравчук М.В., Гаджиев С.Н. // Севергеоэкотех – 2013: мат. XIV междунар. молодежной конф. – Ухта: УГТУ, 2013. – с. 15-18.

50. Кравчук М.В., Логачев Ю.Л., Кейн С.А., Михеев М.А. Обоснование критической «прихватопасной плотности» в осложненных горно-геологических условиях / М.В. Кравчук, Ю.Л. Логачев, С.А. Кейн, М.А. Михеев // Международная конференция «Рассохинские чтения» [Текст]: материалы конференции (2-3 февраля 2017 г.): в 2 ч.; ч. 2. – Ухта: УГТУ, 2017. – 256-261 с.

51. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. М.: Недра, 1987. – 304 с.

52. Леушева Е.Л., Разработка и методика оценки влияния поверхностно-активных веществ в составе буровых растворов на разрушение горных пород / Е.Л. Леушева, Н.И. Николаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2013. – №3, с. 16-21.

53. Липкес М.И., Барановский Ю.В., Челомбиев В.К. Промышленные испытания термостойкой инвертной эмульсии при бурении скважин в объединении «Ставропольнефтегаз» / М.И. Липкес, Ю.В. Барановский, В.К. Челомбиев и др. // Бурение. 1976. – №9. – с. 17-20.

54. Логачёв Ю.Л., Близнюков В.Ю., Хегай В.К. Моделирование взаимодействия бурильных труб со стенкой скважины / Ю.Л. Логачев, В.Ю. Близнюков, В.К. Хегай // Нефтегазовое дело, 2014. – №6. – с. 81-102.

55. Логачёв Ю.Л. Совершенствование методики оптимизации режима промывки при роторном бурении гидромониторными долотами: Дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук / Ю.Л. Логачёв. – Ухта, 2000. – с. 157.

56. Маковей Н. Гидравлика бурения. М.: Недра, 1986. – 536 с.

57. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов / В.Л. Михеев. - М.: Недра. – 1979. – 246 с.

58. Мухин Л.К. Буровые растворы на углеводородной основе для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных пластов. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук, МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, М. – 1971. – 300 с.

59. Мухин Л.К., Заворотный В.Л., Травникова Л.А., Ропяная М.А., Ефимов Н.И., Касперский Б.В., Шишков С.Н. Экологические аспекты применения

буровых растворов на углеводородной основе // Л.К. Мухин, В.Л. Заворотный, Л.А. Травникова, М.А. Ропяная, Н.И. Ефимов, Б.В. Касперский, С.Н. Шишков / Проблемы строительства нефтяных и газовых скважин: Тезисы докладов к Всесоюзной конференции Краснодар, 1990, с. 39-40.

60. Мухин Л.К., Соловьев В.М. Влияние известково-битумных растворов (ИБР) на устойчивость глинистых пород / Л.К. Мухин, В.М. Соловьев. Реф.инф. сер. «Бурение газовых и морских нефтяных скважин», М., – 1981, вып.1. – с.16-23.

61. Мухин Л.К., Ягодин В.Д., Горшков Г.Ф. Опыт применения обратной эмульсии, стабилизированной железными мылами окисленного петралатума / Л.К. Мухин, В.Д. Ягодин, Г.Ф. Горшков и др. // Бурение. 1978. – №11. – с. 15-17.

62. Назаров В.И., Сидорова Т.К., Пыльцына Н.В. Использование воздействия высоконапорных струй на забой скважины для ускорения бурения // НТС, Сер. Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1984. – № 10. – с. 29-32.

63. Нестеренко И.С., Ананьев А.Н., Липкес М.И. Применение инвертных эмульсионных растворов для совместного вскрытия солевых и подсолевых отложений // Бурение. – 1977. – №6. – с. 29-32.

64. Овчиников В.П. Буровые промывочные жидкости / В.П. Овчиников, Н.А. Аксенов. Тюмень: Изд-во Нефтегазовый университет, 2008. – 309 с.

65. Овчинский К.Ш., Файнштейн И.З., Рахматуллин Р.К. и др. Применение маслорастворимых полимеров для повышения качества растворов на углеводородной основе /К.Ш. Овчинский, И.З. Файнштейн, Р.К. Рахматуллин и др. //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1992. – №1. – с. 15-19.

66. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Глущенко В.Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г.А. Орлов, М.Ш. Кендис, В.Н. Глущенко - М.: Недра, 1991, – 225 с.

67. Осипов П.Ф., Зелепукин В.И. Фильтрационные потоки на забое скважины при бурении гидромониторными долотами. // Нефтяное хозяйство. – 1986. – №9. – с. 32-34.

68. Осипов П.Ф., Зелепукин В.И. Фильтрация жидкости через поверхность забоя под влиянием подвижной гидромониторной струи // Разрушение горных пород при бурении скважин: Тезисы докладов 4-й Всесоюзной научн.-техн. конф. - М.: ВНИИБТ, 1986. – с. 252-254.

69. Осипов П.Ф. Гидроаэромеханика бурения и крепления скважин: Учебное пособие. – Ухта: УГТУ, 2003. – 204 с.: ил.

70. Патент на полезную модель №156858 Устройство для оптимизации работы гидромониторного долота / М.В. Кравчук, Ю.Л. Логачёв.

71. Патент RU 2208034 С1, МПК С09К8/36 Буровой раствор на углеводородной основе / И.И. Клещенко, А.К. Ягафаров, А.У. Шарипов, В.Г. Матю-шов Оpubл. 10.07.2003, Бюл. № 19.

72. Патент RU 2208035 С1, МПК С09К7/06 Буровой раствор на углеводородной основе / Я.М. Курбанов, Ю.Ф. Логинов, А.А. Хайрулин, В.Г. Матю-шов Оpubл. 10.07.2003, Бюл. № 19.

73. Патент RU 2200753 С1, МПК С09К7/06 Реагент для инвертных эмульсионных растворов / Г.С. Поп, В.М. Кучеровский, А.С. Зотов, А.Н. Ковалев Оpubл. 20.03.2003.

74. Патент RU 2162874 С2, МПК С09К7/06 Буровой раствор / Б.А. Андрессон, Г.П. Бочкарев, Г.С. Рамазанов, Р.М. Гилязов Оpubл. 02.10.2001.

75. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении / И.П. Пустовойтенко. - М., Недра, 1988. – 237 с.

76. Резниченко И.Н. Приготовление, обработка и очистка буровых растворов / И.Н. Резниченко. М.: Недра. – 1982. – 234 с.

77. Резниченко И.Н. Утяжеление буровых и тампонажных растворов / И.Н. Резниченко, А.И. Булатов, С.А. Рябоконь. – М.: Недра, 1988. – 286 с.

78. Роджерс В.Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей для бурения нефтяных скважин: пер. с англ. / В.Ф. Роджерс. – М.: Недра, 1967. – 599 с.

79. Рязанов А.Я. Энциклопедия по буровым растворам / А.Я. Рязанов. – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.

80. Рябоконь С.А., Пеньков А.И, Кошелев В.Н. Растегаев Б.А. Выбор бурового раствора и проектирование его свойств // Сборник НПО Бурение, вып.7, – 2002, – с. 3-14.

81. Рябоконь, С.А. Утяжелители для буровых растворов и технология их применения / С.А. Рябоконь. – М.: Недра, 1981. – 239 с.

82. Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов / В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1990. – 230 с.

83. Самотой А.К. Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин / А.К. Самотой. – М., Недра, 1979. – 182 с.

84. Токунов В.И., Хейфец И.Б. Гидрофобно-эмульсионные буровые растворы / В.И. Токунов, И.Б. Хейфец – М.: Недра, 1983, – 166 с.

85. Уляшева Н.М. Технология буровых растворов [Текст]: учеб. Пособие; в 2ч.; ч. 1 / Н.М. Уляшева. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с., ил.

86. Шарафутдинова Р.З. Выбор бурового раствора для проводки скважин в глинистых горных породах: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15) / Р.З. Шарафутдинова. – Ухта, 2012. – 25 с.

87. Шиповский К.А. Обоснование и разработка динамической модели образования и предупреждения дифференциальных прихватов (на примере Самарской области): автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.15) / К.А. Шиповский. – Санкт-Петербург, 2014. – 20 с.

88. Шишков С.Н., Кошелев В.Н., Шишков В.С., Заворотный В.Л. Буровые растворы на неводной основе. Проблемы, перспективы развития и область применения. / С.Н. Шишков, В.Н. Кошелев, В.С. Шишков, В.Л. Заворотный // Специализированный журнал «Бурение и нефть», 2008 г., №3, – с. 26-29.

89. Юнин Е.К., Логачев Ю.Л. К вопросу передачи осевой нагрузки на забой на горизонтальном участке скважины при роторном способе бурения / Е.К. Юнин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 9. – с. 19-20

90. Юнин Е.К., Логачев Ю.Л. Распространение забойных вибраций по бурильной колонне на горизонтальном участке скважины в связи с передачей

осевой нагрузки на забой / Е.К. Юнин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. – № 5. – с. 8-11

91. Яров А.Н. Буровые растворы с улучшенными смазочными свойствами / А.Н. Яров, Н.А. Жидовцев, К.М. Гильман и др. – М.: Недра, 1975. – 143 с.