

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



САФРАЙДЕР АЛИНА ИЛЬДАРОВНА

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
ПРОХОДКИ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИВНОЙ ПЛАСТИЧЕСКОЙ ДЕФОРМАЦИИ
МАТЕРИАЛОВ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ**

Специальности 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин
(технические науки),

2.6.17. Материаловедение (технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель: д.т.н., доцент Аглиуллин Ахтям Халимович
Научный консультант: д.т.н., доцент Латыпов Олег Ренатович

Уфа – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
Глава 1 Обзор исследований в области повышения эксплуатационных свойств легкосплавных труб для бурения скважин	12
1.1 Особенности условий работы бурильного инструмента при строительстве скважин сложного профиля.....	12
1.2 Улучшение механических свойств материалов алюминиевых сплавов методами интенсивной пластической деформации.....	21
1.3 Влияние среды и свойств горной породы на процесс трения и изнашивания легкосплавных бурильных труб.....	25
1.4 Пути повышения коррозионной стойкости и износостойкости легкосплавных бурильных труб.....	29
1.5 Выводы по главе 1. Постановка цели и задач исследований.....	33
Глава 2 Обоснование выбора методик исследований.....	35
2.1 Моделирование работы компоновок бурильной колонны на основе системных расчетов	35
2.1.1 Усовершенствование математической модели комбинированной бурильной колонны при квазистатическом режиме бурения.....	36
2.1.2 Анализ решения задач работы бурильной колонны на основе расчета на прочность.....	47
2.2 Принцип выбора методик исследования механических свойств легкосплавных бурильных труб.....	81
2.3 Методика изучения субмикроструктурной структуры материала алюминиевого сплава	82
2.4 Методика изучения триботехнических свойств промывочных жидкостей в парах трения «Легкосплавная бурильная труба – горная порода», «Легкосплавная бурильная труба – обсадная колонна».....	85
2.4.1 Обоснование выбора режимов работы пар трения	92

2.4.2 Моделирование процессов трения и абразивного изнашивания применительно к бурильному инструменту	93
2.4.3 Обоснование выбора образцов металла и горных пород для исследования их механических свойств.....	96
2.5 Методика изучения антикоррозионных свойств алюминиевых сплавов...	97
2.6 Выводы ко второй главе.....	103
Глава 3 Совершенствование эксплуатационных свойств легкосплавных бурильных труб.....	105
3.1 Экспериментальное изучение влияния метода интенсивной пластической деформации на структуру алюминиевого сплава.....	105
3.2 Влияние изменения структуры материала алюминиевого сплава на триботехнические и коррозионные, механические свойства.....	107
3.2.1 Исследование коррозионных и механических свойств сплава в различных средах, аналогичных реальным условиям бурения.....	107
3.2.2 Исследование трения и изнашивания в системе «Легкосплавная бурильная труба – обсадная колонна» в среде различных буровых промывочных жидкостях	115
3.2.3 Исследование трения и изнашивания в системе «Легкосплавная бурильная труба – горная порода» в среде различных буровых промывочных жидкостях.....	116
3.2.4 Изучение влияния смазочных добавок на триботехнические свойства буровых промывочных жидкостей экспресс–экспериментальным методом..	119
3.3 Выбор рецептуры смазочного реагента для бурового раствора применительно к трению легкосплавных бурильных труб о внутреннюю поверхность обсадных труб.....	122
3.4 Выводы по главе 3.....	126
Глава 4 Использование результатов исследования.....	128
4.1 Определение экономической эффективности от внедрения технологии комбинирования компоновки бурильной колонны.....	128
4.1.1 Методика расчета.....	128

4.1.2 Расчет предполагаемой экономической эффективности внедрения новой буровой технологии.....	129
4.2 Практическая значимость работы	131
Заключение.....	133
Использованные сокращения.....	134
Список литературы.....	135
Приложение.....	151

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

В настоящее время большинство нефтегазовых месторождений РФ находятся на поздней стадии разработки. В этих условиях характерным является строительство скважин сложного профиля, многозабойных скважин, освоение шельфа, в том числе северных морей. За последние два десятилетия объём проходки в горизонтальном бурении вырос на 70 %, что явилось драйвером роста рынка бурения и связанного с ним комплекса предоставляемых услуг. Однако, несомненному прогрессу в этом направлении сопутствуют необходимость совершенствования техники и технологий безаварийного ведения буровых работ, применение компоновки бурильной колонны с повышенным ресурсом, оптимизация свойств буровой среды при проходке протяженных горизонтальных участков. В значительной степени преодолеть данные проблемы при бурении сложнопрофильных скважин позволит использование бурильных труб из специальных алюминиевых сплавов (легкосплавные бурильные трубы).

Применяемые на практике бурильные трубы в условиях протяженных горизонтальных стволов скважин не всегда обеспечивают устойчивость последних (возникновение обвалов стенок скважины, желобообразование и т.п.), возможны также прихваты и слом бурильного инструмента при проведении технологических операций в скважине. Назрела необходимость применения перспективных технологий получения алюминиевых сплавов со структурой, обеспечивающей бурильным трубам повышенные механические свойства, что позволило бы осуществлять бурение горизонтальных скважин большей протяженности, с меньшими потерями на трение, а также эффективную очистку ствола скважины от выбуренной породы. С нашей точки зрения, повышение механических свойств алюминиевых сплавов, используемых для изготовления бурильных труб, вполне осуществимо посредством уменьшения размера зерна до субмикроструктурных величин. Однако вопросы влияния размера зерна алюминиевых сплавов на триботехнические свойства и коррозионную стойкость

бурильных труб в буровых промывочных жидкостях остаются малоизученными.

В ходе бурения скважин под воздействием агрессивных технологических жидкостей происходит коррозия внутренней и внешней поверхностей бурильных труб, что приводит к интенсивной эрозии их стенок. В сочетании со сложным напряженно-деформированным состоянием бурильной колонны в горизонтальном стволе это приводит к выходу из строя бурильного инструмента в целом. В связи с этим совершенствование компоновки бурильного инструмента, технических средств бурения на основе разработки и применения новых материалов для изготовления бурильных труб с повышенными механическими характеристиками, а также рекомендаций по снижению коррозионной активности промывочных жидкостей является актуальной и перспективной проблемой для нефтегазовой отрасли.

Степень разработанности исследуемого направления

Анализ литературы в области практической применимости легкосплавных бурильных труб в процессе бурения сложнопрофильных скважин в составе бурильной колонны, исследования путей повышения коррозионной стойкости и износостойкости материалов ЛБТ и методов оценки влияния различных факторов на их эксплуатационные характеристики свидетельствует о большом научном и практическом вкладе в развитие отечественных ученых и специалистов как Файна Г.М., Басовича В.С., Буяновского И.Н., Тихонова В.С., Штамбургом В.Ф., Данелянцем С.М., Костецким Б.И., Томашевым Н.Д., Ребиндером П.А., Фуксом Г.И., Гельфгатом М.Я., Тихоновым В.С., Чижиковым В.В.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспортам специальностей ВАК Минобрнауки России 2.8.2. Технология бурения и освоения скважин (технические науки), а именно п. 3 «физико-химические процессы в горных породах, буровых и цементных растворах с целью разработки научных основ обоснования и оптимизации рецептур технологических жидкостей, химических реагентов и материалов для строительства скважин», п. 5 «Моделирование и автоматизация процессов бурения и освоения скважин при

углублении ствола, вскрытии и разобщении пластов, освоении продуктивных горизонтов, ремонтно-восстановительных работах, предупреждении и ликвидации осложнений» и 2.6.17. Материаловедение (технические науки), а именно: п. 6 «Разработка и совершенствование методов исследования и контроля структуры, испытание и определение физико-механических и эксплуатационных свойств материалов на образцах и изделиях».

Цель работы

Повышение работоспособности компоновки бурильной колонны для проводки горизонтальных скважин посредством применения алюминиевых бурильных труб с повышенными механическими характеристиками и снижения коррозионной активности буровой промывочной жидкости.

Для достижения указанной цели решались следующие **задачи**:

1 Моделирование процесса бурения при выборе рациональных компоновок бурильной колонны для обеспечения проектной траектории ствола скважины.

2 Исследование механических и триботехнических свойств, а также коррозионной стойкости алюминиевых сплавов при контакте с буровой промывочной жидкостью применительно к различным типам движения бурильной колонны в условиях её взаимодействия с внутренней поверхностью обсадной колонны и в открытом стволе скважины.

3 Исследование влияния интенсивной пластической деформации на формирование мелкозернистой структуры алюминиевого сплава Д16Т и ее взаимосвязи с механическими свойствами данного сплава после проведения равноканально-углового прессования.

Научная новизна

1 Предложена усовершенствованная математическая модель для расчета комбинированной бурильной колонны, состоящей из стальных труб на вертикальном и криволинейном участках скважины и легкосплавных труб на ее горизонтальном участке, которая на основании аналитических решений соответствующих уравнений позволила показать, что коэффициент запаса прочности данной конструкции колонны может быть увеличен на 22 % при

условии повышения механических свойств ($\sigma_{0,2}$, σ_b , δ , HRB) легкосплавных труб в среднем на 10 %, снижения скорости изнашивания a – на 15 % и уменьшения скорости коррозии металла K^m в 2 раза.

2 Экспериментально установлено, что значения характеристик механических свойств, износостойкости и коррозионной стойкости алюминиевых сплавов, полученных посредством их обработки методом интенсивной пластической деформации, соответствуют приведенным выше расчетным величинам. В сплаве Д16Т и алюминиево-литиевых сплавах 1420, 1421 и 1460 в результате сверхпластической деформации формируются мелкозернистая и субмикроструктурная структуры, которые и обеспечивают существенное упрочнение этих сплавов с одновременным ростом их износостойкости и коррозионной стойкости. Формирование таких свойств у материалов легкосплавных труб при проведении интенсивной пластической деформации служит доказательной базой перспективности их использования для замены обычных алюминиевых труб на горизонтальных участках скважины.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в создании корректной математической модели для расчета комбинированной буровой колонны в случае, когда на горизонтальном участке скважины могут использоваться алюминиевые трубы из упрочненных методом интенсивной пластической деформации материалов, а также в экспериментальном обосновании формирования в материалах при этом мелкозернистой и субмикроструктурной структур, обеспечивающих преимущество по ряду характеристик над широко применяемыми алюминиевыми трубами.

Практическая значимость:

1 Разработана методика определения механических, триботехнических свойств и коррозионной стойкости алюминиевого сплава после интенсивной пластической деформации, которая на основании подписанного с ФГБОУ ВО УГНТУ трехстороннего соглашения № И13/2019 о научно-техническом сотрудничестве от 20.02.2019 г. рекомендована к применению в АО «Аркиник

СМЗ» (г. Самара) и АО «ССК» (г. Москва) в процессах изготовления и применения легкосплавных труб и трубных заготовок.

2 Результаты проведенных исследований используются в учебном процессе кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО УГНТУ при выполнении лабораторных и научно-исследовательских работ, подготовке лекций по дисциплинам «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», «Буровые промывочные жидкости» и написании выпускных квалифицированных работ, дипломных проектов и магистерских диссертаций. Разработано и опубликовано учебно-методическое пособие «Расчет бурильной колонны для скважин пространственного профиля с горизонтальным окончанием».

Методология и методы исследования

В работе использовались следующие методы: для расчета напряжений в бурильной колонне – числовое моделирование и программное обеспечение Landmark (Wellplan, Compass); для определения триботехнических свойств материалов – методы измерения коэффициентов трения и интенсивности изнашивания при вращательном и возвратно-поступательном движении бурильной колонны на машинах трениях АИ-3М, УМТ-2168, Fann Model 212, ИИ-5018; для исследования коррозии – гравиметрический метод (ГОСТ 9.506-87). Субмикроструктурную структуру алюминиевых сплавов получали методом равноканально-углового прессования. Их микроструктуру наблюдали методом просвечивающей микроскопии на электронном микроскопе JEM-2000 EX. Твердость алюминиевых сплавов определяли методом Роквелла, а пределы прочности и текучести – эмпирическими методами М.С. Дрозда.

Положения, выносимые на защиту:

1 Теоретическое обоснование выбора рациональной компоновки бурильной колонны на основе предлагаемой математической модели с использованием легкосплавных бурильных труб с улучшенными механическими, триботехническими свойствами и повышенной коррозионной стойкостью.

2 Способ и средства улучшения механических свойств, коррозионной стойкости и износостойкости алюминиевых сплавов за счет реализации метода

интенсивной пластической деформации.

3 Результаты исследования свойств буровых промывочных жидкостей и материалов, применяемых для улучшения эксплуатационных характеристик бурильного инструмента.

Степень достоверности и апробация результатов

Степень достоверности результатов заключается в использовании апробированных и оригинальных методик, результатов экспериментальных испытаний на стендовых установках, прошедших государственную проверку, численных методов расчета и лицензированных программных комплексов, сертифицированных по ГОСТ и стандартам API, которые подтвердили достоверность результатов расчета в минимальном процентном расхождении. Полученные данные исследований обрабатывались с помощью подходов теории ошибок эксперимента.

Основные положения и результаты диссертационной работы доложены и обсуждались: на конференции «Материалы для технических устройств и конструкций, применяемых в Арктике» во Всероссийском институте авиационных материалов (Москва, 2015); международной научно-практической конференции «Научные исследования и разработки в эпоху глобализации» (Пермь, 2016); 13 международной конференции и выставке по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ «RAO/CIS Offshore» и пленарном заседании конференции «Реализация шельфовых проектов – драйвер промышленного и экономического развития» (Санкт-Петербург, 2017); 3 международной выставке и конференции по судостроению и развитию инфраструктуры континентального шельфа Offshore Marintec Russia (Санкт-Петербург, 2018); пленарном заседании конференции «Севморпуть – Основа комплексного развития Арктической зоны РФ» (Санкт-Петербург, 2018); международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых Тюменского индустриального университета (Тюмень, 2019).

Публикации

По результатам работы опубликовано 18 научных трудов, в том числе 4 статьи в российских периодических изданиях, включенных в перечень ВАК Министерства образования и науки РФ, и 3 статьи в научном журнале, включенном в международные базы данных SCOPUS и Web of Science. Получен патент РФ на изобретение.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка, включающего 148 наименований, и 1 приложения. Объем диссертации составляет 154 страница машинописного текста и содержит 26 таблиц и 43 иллюстрации.

Работа выполнена при содействии Минобрнауки России по соглашению (№ 075-15-2020-900) в рамках программы развития Научного центра мирового уровня (НЦМУ).

ГЛАВА 1 ОБЗОР ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ЛЕГКОСПЛАВНЫХ ТРУБ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

1.1 Особенности условий работы бурильного инструмента при строительстве скважин сложного профиля

В последние десятилетия российский рынок бурения в физическом выражении вырос более чем в два раза. Данное динамичное увеличение объемов бурения обеспечивает рост добычи нефти и газового конденсата. Этому способствовало увеличение бурения горизонтальных скважин, в том числе с большими отходами от вертикали, требующее больших технико-экономических затрат [7, 81]. Бурение таких скважин, имеющих, как правило, сложную конструкцию и профиль, позволяет получить доступ к удаленным коллекторам, но подразумевает оптимизацию инвестиций в развитие инфраструктуры, необходимых для разработки месторождения с целью увеличения прироста добычи полезных ископаемых [81].

Среди множества факторов, обуславливающих повышение технико-экономических показателей в процессе строительства и эксплуатации скважин, важное место занимают показатели надежности бурового оборудования, в том числе бурильных труб (БТ), играющих ключевую роль при создании нагрузки на породоразрушающий инструмент. В свою очередь, имеющаяся тенденция к протяженности скважин влечет за собой рост экономических затрат при строительстве и в случае возникновения аварий. Показатели надежности определяются правилами эксплуатации в процессе бурения и транспортировки, периодическим контролем и отбраковкой труб с недопустимыми дефектами в зависимости от критерия отбраковки и присвоения класса БТ по износу от вида дефекта [2, 84, 90, 91].

В результате проведения буровых работ износ БТ определяется постепенным уменьшением толщины стенок из-за контакта со стенками

скважины. Процесс изнашивания происходит либо только по одной стороне трубы, либо по всему ее периметру.

Для решения проблем износа и продления срока службы БТ необходимо максимально уменьшить давление на стенки скважины, обеспечить покрытие поверхностей труб материалами, обладающими защитными свойствами. Своевременное проведение дефектоскопии БТ позволяет определять качество бурового оборудования до начала строительства скважин. Большинство из вышеперечисленных решений требует достаточного времени и контроля в процессе бурения и строительства скважин.

Эффект от использования ЛБТ напрямую связан со свойствами алюминиевых сплавов, из которых они изготовлены. По статистическим данным 2017 г. Россия производит 6,2% первичного алюминия в мире, Китай – 5,6%, на третьем месте располагается Канада – 5%. В силу своей доступности по ценовой политике и с учетом использования в высокотехнологичных отраслях, в том числе аэрокосмических проектах, автомобильном производстве, авиации, электронике, объемы производства алюминия и алюминиевых сплавов увеличились почти в три раза с начала 90-х годов прошлого столетия [29].

Проблемы износа и слома легкосплавных бурильных труб (ЛБТ) остро встала перед сервисными компаниями. Согласно предоставленным данным, на скважине №XXX месторождения Западной Сибири после подъема БК, был обнаружен слом, расположенный над компоновкой низа бурильной колонны (КНБК), а, именно, легкосплавной бурильной трубы повышенной надежности ЛБТПН-147х13П из сплава Д16Т в месте утолщённой законцовки тела трубы в зоне торца стального ниппеля замка ЗЛКА-178 (Рисунок 1.1). Бурение данной секции скважины под спуск эксплуатационной колонны при подаче жидкости 35 л/с сопровождалось резким снижением давления с 11 до 7,5 МПа.



а)



б)

Рисунок 1.1 –Разрушение ЛБТПН-147х13П из сплава Д16Т а) в месте утолщенной законцовки тела трубы в зоне торца стального ниппеля замка ЗЛКА-178, б) при усталостных испытаниях полноразмерных образцов

Согласно прочностным расчетам, возникшие силовые факторы эквивалентных напряжений соответствовали нормам и не превышали 95 МПа. Следовательно, имелся запас прочности не менее 3,4 для сплава Д16Т, предел текучести которого равен 325 МПа. Таким образом, имеющиеся растягивающие усилия и крутящие моменты не могли повлиять на разрушение инструмента.

Как известно, в зонах так называемой повышенной концентрации напряжений достигаются наибольшие местные знакопеременные напряжения, которые впоследствии могут служить первоначальным источником усталостного разрушения БТ [98, 99].

Были проведены усталостные испытания полноразмерных трубных заготовок из того же сплава на специализированном роторном стенде при подаваемой переменной нагрузке, созданной статическим изгибом по трехточечной схеме и с одновременным вращением трубы. Испытаниям подвергались трубное и замковое резьбовые соединения и тело БТ при приложенной изгибающей нагрузке к стальному замку, расположенному по центру фрагмента резьбового соединения. Необходимо отметить, что во всех трех испытанных полноразмерных образцах алюминиевых труб в зоне роста усталостные трещины распространялись под углом 45° к образующей трубы, что, с одной стороны, характерно именно для усталостного разрушения, а с другой –

говорит о достаточно высоких пластических свойствах алюминиевого сплава Д16Т.

С целью определения наиболее напряженных зон в трубном соединении ЛБТ в ЦКТИ «Вибросейсм» была спроектирована расчетная модель, включающая в себя соединение алюминиевой трубы со стальным элементом замка [97, 136]. Для оценки усталостной долговечности соединения в процессе эксплуатации был принят коэффициент концентрации напряжений (SCF), который характеризует основной расчётный параметр при приложении к трубному соединению переменного изгибающего момента. Расчёты велись методом конечных элементов, который позволяет оценивать и сопоставлять различные уровни концентрации напряжений в различных зонах трубного соединения.

На Рисунке 1.2 показано распределение напряжённости материала алюминиевой трубы вдоль стабилизирующего пояска в трубном соединении ЛБТПН 147x13.

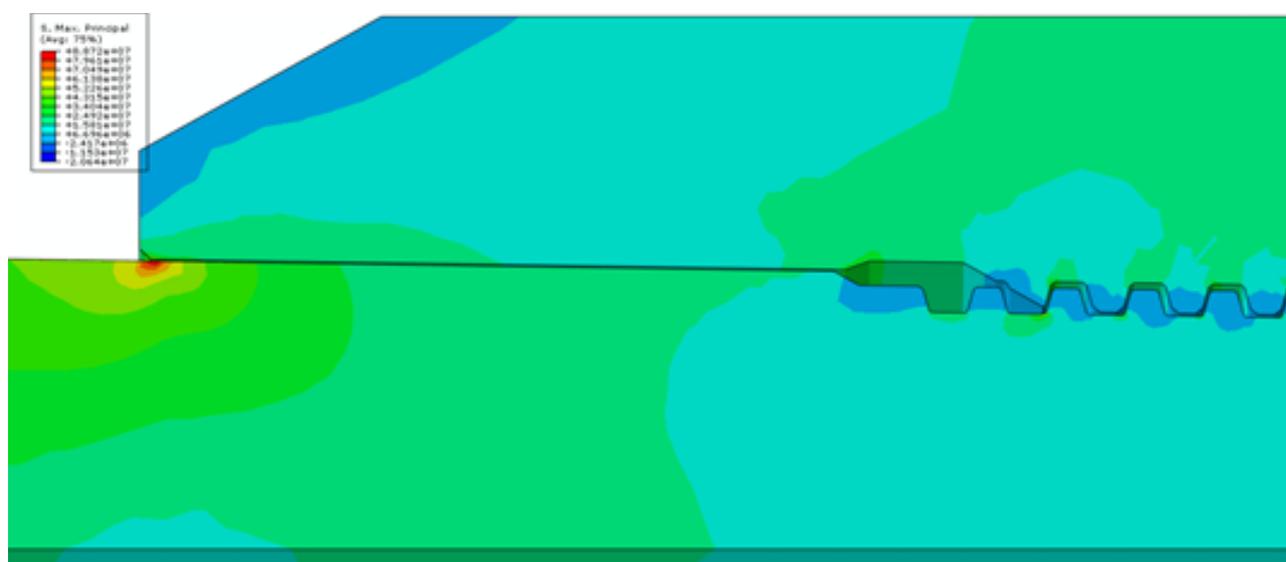


Рисунок 1.2 – Распределение напряжённости трубного соединения ЛБТПН 147x13, рассчитанное методом конечных элементов [97, 136]

Согласно представленным на рисунке результатам, можно сделать вывод, что наибольшая концентрация напряжений (красный фон) зафиксирована именно в зоне торца замка в месте разрушения алюминиевой трубы. Стендовые

испытания полноразмерных образцов тех же БТ подтверждают расчет выносливости трубного соединения ЛБТПН 147х13 из сплава Д16Т.

В процессе подбора бурильной колонны (БК), для того чтобы не подвергать БТ преждевременному усталостному разрушению, необходимо избегать резких переходов по жёсткости и, соответственно, высокой концентрации местных напряжений. Поэтому, с практической точки зрения, при строительстве скважин важными задачами являются разработка новых подходов и принципов для составления компоновки бурильной колонны (КБК), а также выбор соответствующего бурильного инструмента (БИ) с учетом наработки комплекта труб в конкретных условиях бурения, сопровождающихся приложением знакопеременных нагрузок и амплитудно-частотных характеристик этих силовых факторов (в виде нагрузок, моментов). Сложные геолого-технические условия и высокие технико-экономические показатели сводятся не только к доведению скважины до проектного забоя, но и к обеспечению уменьшения опасности возникновения в переходной зоне высокой концентраций местных напряжений.

В процессе доведения до проектного забоя вне зависимости от типа профилей БК находится в условиях постоянного сложнапряженного состояния, отличительная особенность которого состоит в различной степени характера действия нагрузок на БК. В зависимости от видов профилей, параметров искривления и соотношений давлений в скважинном пространстве БК испытывает действие растягивающих или сжимающих напряжений. Значительное влияние на условие работы труб оказывают изгибающие напряжения, возникающие из-за потери устойчивости от действия сжимающих сил БК (так называемый баклинг) [17, 63, 73].

Работы в области бурения посвящены условиям работы БК и технологическим расчетам, и процессам [13, 63].

Предварительный анализ условий работы БК и соответствующие расчеты в наиболее нагруженных участках колонны (сильно искривленных, протяженных горизонтальных) на стадии проектирования скважин позволяют определить виды и величину возникающих нагрузок в процессе непосредственной проводки

скважины.

Рассмотрим наиболее распространенные нагрузки:

1. Нормальные напряжения растяжения, сжатия, изгиба.
2. Окружные нормальные напряжения.
3. Радиальные нормальные напряжения.
4. Касательные напряжения.
5. Инерционные напряжения [73].

Более подробный анализ нагрузок, оказывающих влияние на работу БК, и природа их возникновения, представлен в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Классификация нагрузок, действующих на БК [73, 131]

Виды	Формула
1 Осевые силы и напряжения, обусловленные действием собственного веса и давлением жидкости. Собственный вес БК в растворе, гидравлическая нагрузка, потери и перепад давления по циркуляционной системе, архимедова сила.	$F_z = q(L - z)K_p + (P_y + \Delta P_z + \Delta P_{knz}) S_0,$ <p>где q – расчетный (приведенный) вес погонного метра труб в среде жидкости и с учетом замков, кг/м; $K_p = 1 - \rho_{ж} / \rho_m$ – коэффициент облегчения труб в жидкости; $P_y, \Delta P_x, \Delta P_{knz}$ – давление на устье, потери давления в трубах на участке от устья до точки z, потери давления за трубами на участке от нижнего сечения труб до точки z соответственно; S_0 – площадь проходного канала труб в сечении z, м²; $\rho_{ж}, \rho_m$ – плотность раствора и материала труб.</p>
2 Силы сопротивления движению и осевые усилия при подъеме и спуске БК. Прижатие труб при их перемещении вдоль стенки скважины к выступающим элементам стенки, адгезионное взаимодействие на поверхности контакта, эксцентричное расположение скважины, трение БК о промывочную жидкость.	$F_n = qLk_\alpha + e^{\pm f\Delta\alpha} F_k,$ <p>где $\Delta\alpha$ – угол охвата труб, который рекомендуется принимать $\Delta\alpha = 3^\circ$; q – расчетный (приведенный) вес погонного метра труб в среде жидкости и с учетом замков, кг/м; L – длина ствола; k_α – коэффициент сопротивления движению; f – коэффициент трения при спуске и подъеме; F_k – усилие в зоне взаимодействия на поверхности контакта.</p>
3 Характер вращения, формы изгиба и устойчивость БК	<p>Уравнение Гринхилла: $\frac{G_d}{EI} \pm \left(\frac{M_{кр}}{2EI}\right)^2 = \frac{\pi^2}{H^2}$,</p> <p>где G_d – осевая нагрузка на долото, Н; $M_{кр}$ – крутящий момент, Н·м; H – длина колонны труб, м; EI_0 – жесткость труб на изгиб, Пам². Знак + определяет сжатие колонны, знак – растяжение</p>

продолжение Таблицы 1.1

4 Крутящий момент и касательные напряжения	При вращении БК – $M_{кр}$, на забое $M_{кр} = M_d$ – реактивный момент на долоте. Момент трения $M_{тр}$ определяется силой прижатия трубы к стенке скважины $F_{пр}$ и коэффициентом трения при вращении в контакте $f_{вр}$.
5 Нагрузки на трубы, обусловленные клиновыми захватами	Возникновение сминающих напряжений, обусловленных радиальными и нормальными окружными напряжениями.
6 Динамические нагрузки на БТ	Нагрузки, влияющие на прочность и долговечность оборудования. Установлены нормативные коэффициенты запаса прочности БК в зависимости от вида строительства скважин (на суше со стационарных установок / на море с плавучих оснований, Таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Коэффициенты запаса прочности БК, установленные в нормативных отраслевых руководящих документах [89]

Строительство скважин на объектах	Тип бурения	
	Винтовым забойным двигателем	Роторное бурение – вращение от стола ротора
На суше и на море со стационарных оснований	1,40	1,50
На море с плавучих оснований	1,45	1,55

В процессе моделирования и подбора КБК исходят из условий определения запаса прочности:

1. Если результирующие напряжения колонны в сопоставлении с допусаемым запасом прочности выдерживают условие $\sigma_{рез} \leq [\sigma]$, то выбранная КБК остается без изменений. В других случаях – недостаточно прочные БТ должны быть заменены на более прочные согласно группе прочности труб в зависимости от класса материала и с соответствующими механическими свойствами (предел текучести, предел прочности, относительное удлинение и др.) [84].

2. Если выполняется условие согласно расчету коэффициента запаса прочности от нормативного заданного условием бурения скважин $k_{рез} \leq [k]$, то

выбранная компоновка остается без изменений. В других случаях – согласно п. 1.

Как известно [36, 37], при вращении БК также возникает центробежная сила, действующая на КБК. Для расчета центробежной силы $F_{ц}$ и частоты вращения БК ω используются следующие формулы:

$$F_{ц} = \frac{m \cdot v^2}{R}; \quad \omega = \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60} = \frac{\pi \cdot n}{30}, \quad (1.1)$$

где m – вес бурильной колонны, кг;

v – линейная скорость, м/сек;

R – радиус-вектор, м;

n – частота вращения.

Зависимость центробежной силы от веса БК труб определяется как:

$$F_{ц} = m \cdot \omega^2 \cdot R \sim 0,01 \cdot m \cdot R \cdot n^2, \text{ (кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}^2\text{) в системе (дина) СГС (1.2.)}$$

Как видно из формул (1.1)–(1.2), центробежная сила прямо пропорциональна радиусу, весу колонны труб и частоте ее вращения. При создании большой нагрузки увеличивается изгиб БК, что приводит к потере устойчивости БК, неравномерному искривлению скважины, не доведению нагрузки до породоразрушающего инструмента, образованию желобов и повышению вероятности слома БИ.

В 1970 г. центром инновационных работ по применению легкосплавных бурильных труб была Кольская сверхглубокая скважина, протяженностью более 12 км (Рисунок 1.3). В период с 1983 до 2011 гг. технология применения легкосплавных бурильных труб повышенной надежности в морских и континентальных условиях разрабатывалась ЗАО «Акватик», а затем ООО «Акватик-Бурильные трубы». Установлено, что при бурении наклонных и горизонтальных скважин использование такого вида бурильных труб позволяет снизить силы сопротивления перемещению бурильной колонны в скважине и в итоге увеличить длину горизонтального участка. В работах В.С. Басовича, И.Н. Буяновского, В.С. Тихонова и др. показан позитивный эффект от применения труб типа ЛБТПН в составе комбинированных бурильных колонн. Например, расчеты, проведенные на отметке 3135 м в направленной скважине длиной 3249 м

при наличии в нижней части бурильной колонны 770 м ЛБТПН 90 × 9П, выявили снижение значений основных параметров, отражающих напряженно-деформированное состояние металла бурильной колонны, в 1,3–1,8 раза [4, 5, 6, 9]. Обусловлено это тем, что при увеличении протяженности горизонтального участка бурение таких скважин вызывает трудности при использовании стальной колонны, связанные с потерей продольной устойчивости труб и доведением нагрузки до долота [39]. В БК на участках с малым радиусом искривления более эффективно использовать алюминиевые трубы, а формировать осевую нагрузку на долото за счет применения стальной колонны в вышележащих участках (более подробный расчет оптимальных БК рассмотрен в главе 2).

Следует признать, что необходимо применять улучшенные комбинированные КБК с оптимальным соотношением стальных и легкосплавных труб.

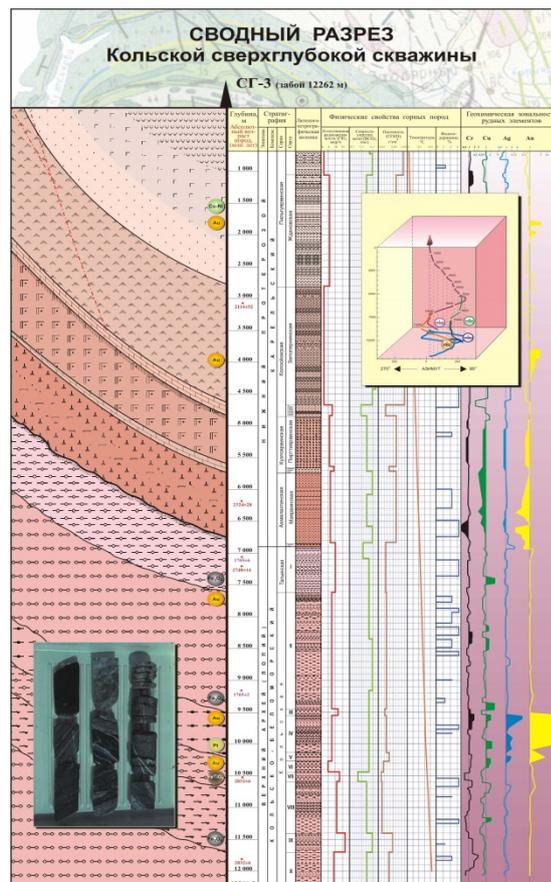


Рисунок 1.3 – Сводный разрез Кольской сверхглубокой скважины

1.2 Улучшение механических свойств материалов алюминиевых сплавов методами интенсивной пластической деформации

Практика показывает, что бурение скважин с протяженными горизонтальными участками с использованием ЛБТ, изготовленных из специальных алюминиевых сплавов, решает многие проблемы при строительстве скважин, такие как: уменьшение нагрузки, создаваемой на буровую установку, высокий крутящий момент, силы трения, боковые силы и износ оборудования и обсадных колонн (ОК).

На основе подходов, изложенных в работах Г.М. Файна, выполнен анализ практической применимости легкосплавных бурильных труб в составе бурильной колонны и тех преимуществ, которые отмечаются при их использовании [90]. Секция алюминиевых бурильных труб «Alcoa Oil & Gas» в количестве 1800 метров также были испытаны компанией Brunei Shell Petroleum, которая в 2012 г. осуществила бурение скважины «С» с большой горизонтальной протяженностью 5000 метров на брунейском шельфовом месторождении Iron Duke [117, 118, 122].

Особое внимание рядом компаний по производству и применению ЛБТ уделяется комплексным исследованиям материала труб – алюминиевым сплавам [6, 114, 116, 119, 120, 138]. На сегодняшний день ЛБТ изготавливаются из алюминиевых сплавов со стальными замками, они выпускаются различных видов, с разными прочностными свойствами и предназначаются для различных условий бурения (Таблица 1.3) [16, 128-129].

Вопросы применения легкосплавных бурильных труб (ЛБТ) при строительстве скважин, исследование путей повышения коррозионной стойкости и износостойкости материалов ЛБТ и методы оценки влияния различных факторов на их эксплуатационные характеристики базируются на фундаментальных результатах, полученных Г.М. Файном, В.Ф. Штамбургом, С.М. Данелянцем, Б.И. Костецким, Н.Д. Томашевым, П.А. Ребиндером, Г.И. Фуксом, В.С. Басовичем, М.Я. Гельфгатом, В.С. Тихоновым, В.В. Чижиковым и другими инженерами и исследователями.

В работах по комплексным исследованиям отражены аспекты изучения механических, коррозионных и усталостных свойств серии алюминиевых сплавов (IADC/SPE Paper Number 128328) [138]. Результаты испытаний подтверждают преимущества алюминиевых сплавов: высокие коррозионная стойкость и удельная прочность. Наибольшую коррозионную устойчивость показал сплав 1953Т1 в среде с $\text{pH} = 2,5\text{--}10,5$.

Таблица 1.3 – Механические свойства алюминиевых сплавов Д16Т, 1953Т1, АК4-1Т1, 1980Т1 в состоянии поставки [128-129]

Показатели механических свойств	Единицы измерения	Марка сплава			
		Д16Т	1953Т1	АК4-1Т1	1980Т1
		Al-Cu-Mg	Al-Zn-Mg	Al-Cu-Mg-Si-Fe	Al-Zn-Mg
Предел прочности при растяжении, минимальный	МПа	460	530	410	400
Предел текучести при растяжении, минимальный	МПа	325	480	340	350
Твёрдость по Бриннелю (500 кг, 10 мм)	НВ	120	120–130	120–130	120–130
Расчётная плотность	кг/м ³	2800			
Относительное удлинение, минимальное	%	12	7	8	9
– Модуль Юнга	МПа*10 ⁵	0,72	0,71	0,72	0,71
– Модуль сдвига		0,26	0,275	0,26	0,26
Рабочая температура, максимально допустимая	°С	160	120	220	160
Порог хладноломкости	°С	В отличие от сталей не имеют порога хладноломкости. Прочность сплавов возрастает при снижении температуры			
Коэффициент линейного расширения	°С ⁻¹	22,6 x 10			

Основные преимущества алюминиевых сплавов:

1. Низкий удельный вес с плотностью $\rho_{\text{ал}} = 2,78 \text{ г/см}^3$, что почти в три раза меньше, чем у стальных буровых труб (СБТ) с плотностью $\rho_{\text{ст}} = 7,85 \text{ г/см}^3$.
2. Повышенное облегчение в буровом растворе. Расчеты показывают, что при плотности жидкости $\rho_{\text{ж}} = 1,20 \text{ г/см}^3$ алюминиевые трубы «плавают», то есть вес алюминиевых труб понижается наполовину, следовательно, силы трения

уменьшаются в два раза.

3. Высокая удельная прочность – характеризует достижение максимальной проектной длины за счет предельной растягивающей нагрузки при различных плотностях бурового раствора, при которой в верхнем сечении колонны напряжения достигают предела текучести. Расчеты показывают [17], что даже высокопрочные стальные трубы будут уступать дюралюминиевому сплаву Д16Т.

4. Низкие значения модулей упругости и сдвига, которые в три раза меньше, чем у стальных труб. Позволяют снижать напряжения, возникающие при деформации на растяжение и сжатие.

5. Высокая коррозионная стойкость, способность работать в агрессивных средах с высоким содержанием сероводорода, углекислого газа.

6. Немагнитные свойства. Могут выступать в качестве корпусов телеметрических систем.

7. Виброгасящие свойства, способность поглощать продольные, поперечные и крутильные колебания. При этом логарифмический декремент, который характеризует затухание колебаний, равный натуральному логарифму отношения амплитуды с интервалом в один период, будет больше, чем у стальных труб [72]. Это дает при правильном соотношении труб в БК возможность избежать резонанса в системе «долото – БК – скважина».

Трубные заготовки, из которых изготавливаются ЛБТ, подвергаются методу горячего прессования из сплава Д16Т, относящегося к системе Al-Cu-Mg, далее подвергаются закалке и естественному старению (Т). Сплав 1953Т1 применяется в случае, если требования к прочности и коррозионной стойкости труб более высокие, и относится к системе Al-Zn-Mg, также подвергается закалке и искусственному старению (Т1). Для высоких температур изготавливаются трубные заготовки из сплава АК4-1Т1. Согласно анализу данных по проведенным исследованиям существующих сплавов [102], сплав Д16Т является более стабильным по сравнению со сплавом 1953Т1 при изготовлении из них БТ. Сплав 1953Т1 требует жесткого регламентирования температурно-временных параметров изготовления. Данный сплав обладает более высокой

эксплуатационной стойкостью, чем сплав Д16Т, что дает основание считать его более технологичным для осложненных условий эксплуатации. Перечисленные сплавы достаточно устойчивы при испытаниях на нагрев и при изготовлении из них полноразмерных конструкций БТ со стальным замком горячей сборкой при эксплуатации, разработке и строительстве нефтяных и газовых месторождений. Однако полученные результаты по коррозионному воздействию показывают, что агрессивная среда (высокий показатель pH, солевые и хлорсодержащие растворы) нефтяных скважин отрицательно влияет на БТ из алюминиевых сплавов 1953Т1 и Д16Т.

Известны работы отечественных и зарубежных ученых по упрочнению алюминиевых сплавов, внедрению новых методик получения высокопрочных материалов БТ, улучшающих их износостойкость и коррозионную стойкость. В частности, эффективным способом получения высокопрочного состояния материала труб является измельчение зерна до субмикроструктурных (СМК) (0,1–1 мкм) и нанокристаллических (НК) (менее 100 нм) размеров (в соответствии с классификацией Б.М. Балояна) в композиционных и легированных сплавах с помощью интенсивной пластической деформации (ИПД) [68, 70, 96, 100, 135]. Такое разделение обусловлено различием механических свойств ультрамелкозернистых (УМЗ), СМК и НК материалов. Сплав с УМЗ структурой в определенных температурно-скоростных интервалах обнаруживает эффект структурной сверхпластичности, а за счет уменьшения размера зёрен до нанокристаллических величин в композитных и механически легированных сплавах проявляется высокоскоростная сверхпластичность [10, 96, 137, 139, 140, 146]. В СМК и НК материалах возможно получение высокопрочного состояния [123–125]. В таких материалах меняются такие параметры, как: температуры Кюри и Дебая, упругие модули, намагниченность насыщения и прочее. Поэтому ведется разработка новых перспективных технологий получения структуры сплавов для изготовления ЛБТ с повышенными механическими характеристиками, которые могут использоваться даже в условиях Крайнего Севера и Арктики [69, 106].

Реализация и усовершенствование методики получения мелкозернистого материала данных сплавов необходимы для достоверности изучения состояния ЛБТ и БИ, а также для получения информации с целью проведения оценки и планирования бурения скважин с протяженным горизонтальным участком.

Значительные работы для упрочнения алюминиевого сплава ведутся отечественными и зарубежными исследователями, внедряющими новые методики получения высокопрочного состояния материала БТ, повышающие износостойкость, коррозионную стойкость и структуру материала алюминиевого сплава. Одним из эффективных способов получения высокопрочного состояния материала труб является измельчение структуры зерна до субмикроструктурных и нанокристаллических величин в композиционных и механически легированных сплавах с помощью ИПД.

Значительный вклад в исследование повышения прочностных характеристик алюминиевых сплавов методом ИПД внесли такие отечественные и зарубежные ученые как О.А. Кайбышев, Р.З. Валиев, Р.И. Кузнецов, Р.Ш. Мусалимов, Н.К. Ценев, Г.И. Рааб, Н. Miyamoto, B.S. Atlan, T. Lowe, M.J. Zehetbauer, C.C. Koch.

Методы изучения структуры сплава подразделяются на атомно-эмиссионный спектральный анализ, анализ электронно-колебательных спектров примесных центров путем проведения электронно-микроскопических аналитических исследований структуры контрольного образца.

1.3 Влияние среды и свойств горной породы на процессы трения и изнашивания легкосплавных бурильных труб

Как показано ранее, величины износа и надежности БК зависят от множества факторов, в том числе от подбора оптимальной колонны труб, свойств материала и их обработки, а также от механических свойств горных пород (ГП), соотношения твердости и шероховатости поверхности ГП и триботехнических свойств промывочных жидкостей [105].

Проблемы взаимодействия бурильного инструмента и буровых

промывочных жидкостей при строительстве скважин, пути улучшения их антифрикционных и противоизносных свойств рассмотрены в работах Г.В. Конесева, М.Р. Мавлютова, А.И. Спивака, Б.И. Костецкого, Г.М. Эрлика, Г.И. Фукса, Ф.П. Боудена, Д. Тэйбора, Y. Meng.

В процессе строительства скважин БИ находится в постоянном контакте с ГП и с обсаженным стволом, а, значит, постепенно изнашивается. Вследствие абразивно-коррозионного изнашивания в околоскважинном пространстве БИ может подвергаться сильным усталостным разрушениям. В процессе изнашивания БИ постепенно меняет геометрические формы и размеры. Это связано с тем, что с поверхности снимается металл, который представлен в виде диска 1 , при контакте с частицами ГП 2 с определенной силой P (рисунок 1.4). Изнашивание сопровождается равномерной подачей ГП V_n и непрерывным учетом момента трения.

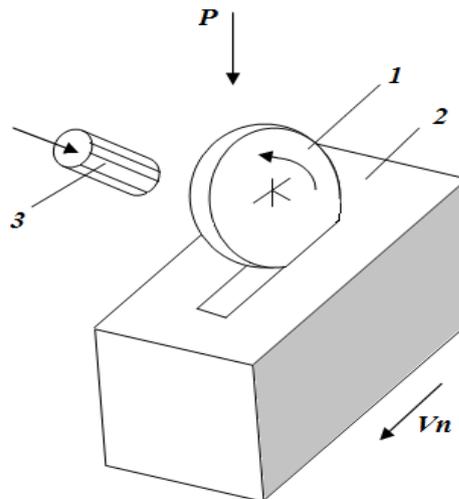


Рисунок 1.4 – Схема изнашивания металла при трении об абразивные ГП, где 1 – образец металла, 2 – образец ГП, 3 – подвод охлаждающей жидкости или воздуха, V_n – скорость подведения ГП

Два показателя, характеризующие степень изнашивания – это износ и скорость изнашивания, которые прямо пропорциональны друг другу, где скорость изнашивания зависит от износа в единицу времени: $a = W/t_0$ (W – износ в любых единицах, в мг, мм, мм³, t_0 – время изнашивания твердого тела).

Поверхность трущихся пар, в том числе их шероховатость и твердость, режим работы (трения), свойства среды влияют на вид и показатели изнашивания.

Режим трения представляет собой контактное давление, оказываемое на систему пар, скорость которых рассчитывается относительно перемещения их поверхностей от задаваемой нагрузки и частоты вращения.

Среда является смазывающей и охлаждающей составляющими в системе «скважина – БК» для элементов всей БК, так как детали бурильного оборудования и инструмента имеют прямой контакт с воздушной средой, водой и растворами на водной основе, с БПЖ на углеводородной основе, а также с различными эмульсиями. Чем выше смазывающая способность раствора, тем ниже удельная мощность трения $N_{уд}$, следовательно, и коэффициент трения:

$$N_{уд} = fpv_t, \quad (1.3)$$

где f – коэффициент трения;

p – нормальное давление на поверхности;

v_t – скорость перемещения трущихся пар относительно друг друга.

Бурение горизонтальных участков, где происходит интенсивное прижатие БК к стенке скважины, сопровождается высоким удельным давлением в зоне контакта, за счет чего происходит увеличение коэффициента трения. Трение вызывает нагрев рабочих элементов БК, способствуя изменению их свойств, поэтому для уменьшения нагрева рабочих пар используется охлаждающая жидкость [30, 63].

Особенно интенсивно процесс изнашивания происходит в зонах замкового соединения и утолщенных концов БТ, в сильно искривленных участках скважины, при вращении всей БК, что объясняется турбулизацией потока промывочной жидкости. При спускоподъемных операциях (СПО) БК взаимодействует с обсаженной стенкой скважины, вследствие чего происходит износ БИ, который в разы меньше, чем при взаимодействии с открытым стволом скважины. Это обусловлено тем, что при различной степени абразивности ГП усиливается износ не только на соединительных замках, но и по всей наружной поверхности БТ.

Одним из эффективных способов снижения коэффициента трения и износа БК в горизонтальных скважинах является применение смазочных добавок для обработки промывочных жидкостей. В горизонтальном стволе скважины БК лежит на нижней стенке, что увеличивает сопротивление движению инструмента и создает проблемы в передаче нагрузки на долото. Поэтому для уменьшения силы трения необходимо либо снизить коэффициент трения, либо давление, либо оба этих фактора. Применение ЛБТ позволяет снизить вес колонны почти в три раза, а оптимальная концентрация поверхностно-активных веществ в буровом растворе – уменьшить крутящий момент и облегчить движения БИ. Выбор соответствующей смазочной добавки, которая имеет в своем составе поверхностно-активные вещества различного строения и гидрофобные жидкости – «пленкообразователи», и ее оптимальной концентрации в буровом растворе обеспечивает уменьшение крутящего момента и облегчение движения БИ [35].

При выборе методики изучения процесса изнашивания необходимо учесть, что колонна БТ находится и взаимодействует со стенками скважины в двух характерных случаях: в обсаженном и необсаженном интервалах. Существуют различные методы изучения структуры алюминиевого сплава и смазочных свойств буровых растворов. Обоснование выбора компонентов смазочных добавок подразумевает изучение триботехнических свойств в различных БПЖ применительно к парам «ЛБТ – ОК», «ЛБТ – ГП» на лабораторно-испытательных стендах. Последние моделируют схемы вращательно-поступательного движения, в реальных условиях это операции спуска–подъема, вращение ротора. В диссертационной работе ставится задача обоснования методик изучения структуры алюминиевого сплава, триботехнических и коррозионных свойств, применительно к реальным условиям бурения, с целью выявления оптимального соотношения подготовки материала алюминиевого сплава для изготовления ЛБТПН и обработки буровых растворов смазочными добавками.

1.4 Пути повышения коррозионной стойкости и износостойкости легкосплавных бурильных труб

В настоящее время актуальной задачей является разработка технологий повышения механических свойств сплавов, применяемых в буровой технологии с целью повышения работоспособности оборудования. Для решения поставленной задачи необходима модификация структуры алюминиевых сплавов, способная существенно повысить основные показатели долговечности (износостойкость, увеличение срока службы, коррозионная стойкость). Одним из методов повышения является механическое воздействие на структуру металла. При этом, обеспечивается повышение коррозионной устойчивости конструкций, работа которых связана с эксплуатацией в агрессивных средах, например сероводородной и углекислотной. Исследованиями [9, 130] установлено, что наибольшая степень коррозии зафиксирована при значении $\text{pH} = 11$. В то время как в нейтральной среде ($\text{pH} = 7$) скорость проникновения коррозии в 5 раз меньше (0,007 мм/год при $\text{pH} = 7$ и 0,036 мм/год при $\text{pH} = 11$). Примечательно, что при полном насыщении среды сероводородом коррозия полностью отсутствует, так как алюминий нейтрален к сероводороду. Таким образом, полученные данные исследованного образца алюминиевого сплава 1953Т1 можно представить, как «очень стойкие» в средах с $\text{pH} = 2,5\text{--}10,5$ (Таблица 1.4).

Таблица 1.4 – Результаты тестирования скорости коррозии сплава 1953Т1 в различных pH средах [9]

pH	Средняя скорость коррозии, $\text{г/м}^2 \cdot \text{год}$	Скорость проникновения коррозии, мм/год	Состояние поверхности образца
2,5	455,5	0,169	Тусклость, шероховатость, коррозия пятнами. Изменение цвета поверхности до темно-серого
7,5	17,52	0,007	Слегка глянец с цветом побежалости, серый цвет
10,5	96,4	0,036	Тусклость

Оценка коррозионной стойкости сплавов наиболее информативна при

использовании комплекса электрохимических исследований с целью установления электродинамических зависимостей посредством коррозионного массопереноса вне решений полной системы уравнений Максвелла и непосредственным применением их в практике оценки эффективности повышения механических свойств материалов бурового оборудования [45–48, 76–77].

Электрохимическая коррозия включает в себя взаимосвязанные стадии, при которых имеется зависимость так называемых «контролирующих» (наиболее медленной стадии протекания) от значений тока коррозии. Последние относятся к реакциям катодного восстановления окислителя или так называемого катодного контроля, определяемого как $R_k > R_a + R_э$, либо к анодному окислению металла (анодный контроль) $R_a > R_k + R_э$. Присутствует и смешанный тип [78]. Определение характера поляризации коррозионных гальванических пар обусловлено составом электролита, температурой, химическими свойствами металла и наличием кислорода. Так, на поверхности материала возможно образование оксидных или иных защитных слоев, что имеет место на поверхности алюминиевого сплава, которое вызывает поляризацию анода. Однако скорость коррозии алюминия возрастает в кислой и щелочной среде [78, 103]. Данное обстоятельство ограничивает применение ЛБТ в щелочных средах при показателях $pH = 8,4–11$ из-за химического взаимодействия между металлом и электролитом. Продукты коррозии в средах кислотности pH до 7 сосредоточены на поверхности электрода в виде плотного слоя, имеют при этом однородный состав, в том числе и образовавшая на поверхности защитная пленка.

Основные проблемы при эксплуатации ЛБТ являются воздействие высоких температур, характеристика буровой среды (Рисунок 1.5) [62, 126]

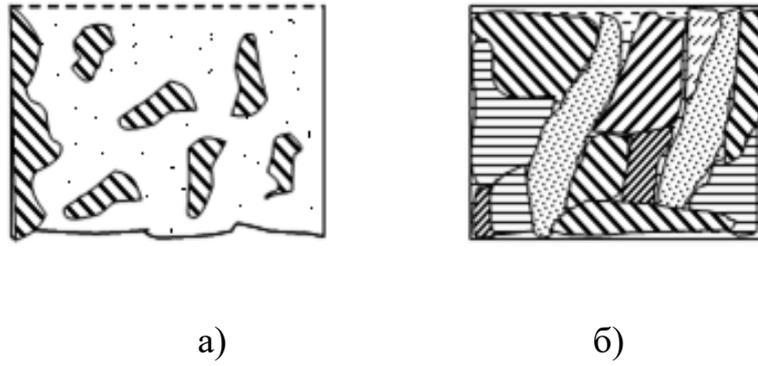


Рисунок 1.5 – Коррозионное поражение ЛБТ под воздействием высоких температур: а) межкристаллитная коррозия, б) коррозионное растрескивание

Величина рН буровых растворов измеряется в широких пределах и является важным фактором, позволяющим регулировать основные технологические свойства промывочных жидкостей на водной основе. Буровые растворы при бурении нефтяных и газовых скважин имеют повышенную щелочность, достигающую $\text{pH} > 10$. В БПЖ при высоком рН на поверхности ЛБТ отмечается равномерная или местная коррозия (Рисунок 1.6). Местная коррозия в большинстве случаев выражается в виде образования на поверхности труб точечных каверн. Очаги коррозионных поражений могут образоваться в результате наличия включений или избыточной фазы на границе зерна и других поверхностных несовершенств сплава, а также при высыхании ЛБТ после подъема их из скважины. В минерализованных растворах в большинстве случаев отмечается расслаивающая коррозия ЛБТ. Существенные коррозионные поражения в виде расслаивания и крупных язв отмечаются в месте соединения стального бурильного замка с ЛБТ [62].

Влияние щелочности буровых растворов на коррозионную стойкость ЛБТ изучалось Л.К. Мухиным, В.С. Рыбальченко и В.Ф. Негреевым. Ими установлено, что скорость коррозии сплава Д16Т возрастает с ростом рН, особенно при $\text{pH} > 10$. Рабочими средами являлись техническая вода и глинистый раствор (Рисунок 1.7).

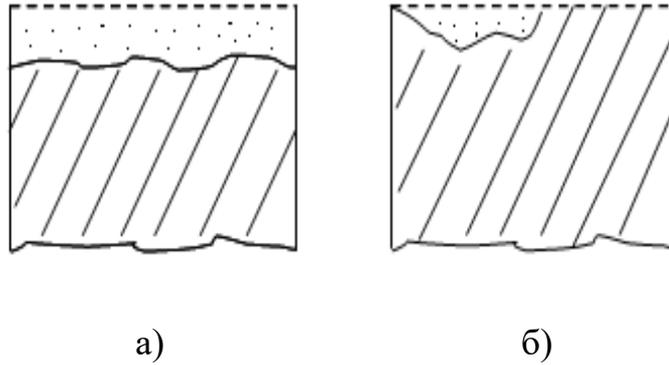


Рисунок 1.6 – Коррозионное поражение ЛБТ в щелочных буровых растворах:
а) равномерная коррозия, б) местная коррозия

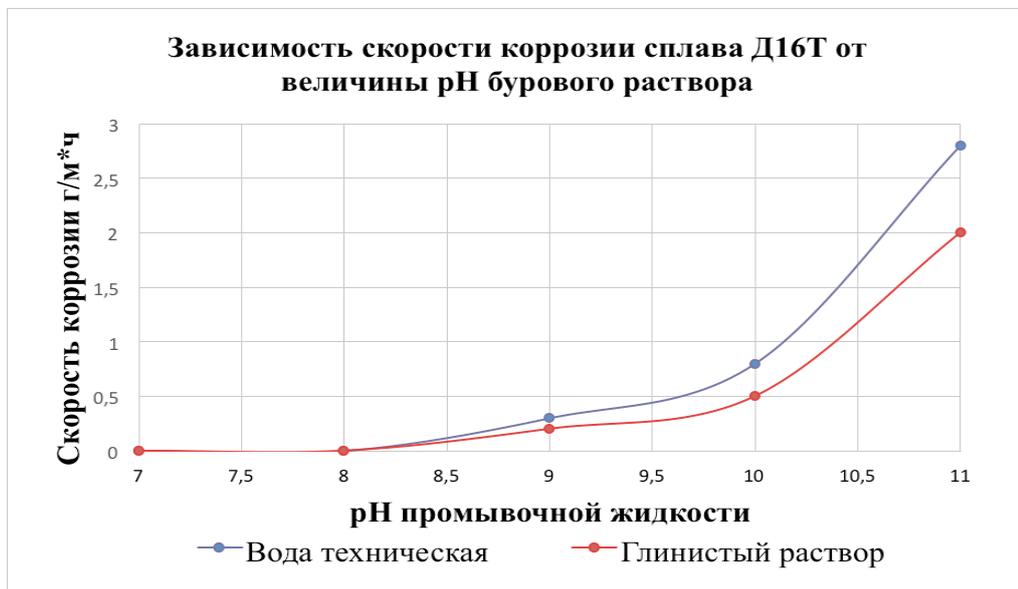


Рисунок 1.7 – Зависимость скорости коррозии сплава Д16Т от величины рН бурового раствора [111]

Время испытаний составляло 24 часа, температура бурового раствора – 20 °С. Из полученных экспериментальных данных следует, что скорость коррозии сплава Д16Т значительно возрастает с увеличением рН промывочной жидкости с 9 до 11 в глинистом растворе на 1,75 раза. Также из Рисунка 1.6 можно сделать вывод о том, что в среде «вода» техническая скорость коррозии при рН = 9 составляет 0,35 г/м·ч, в то время как при рН = 11 – 2,85 г/м·ч. В нейтральной среде изменений не наблюдается. Некоторое торможение коррозии в глинистом растворе связано с повышением вязкости среды, по этой причине уменьшаются

диффузионный и конвекционный притоки гидроксильных ионов к корродирующей поверхности. При эксплуатации ЛБТ необходимо стремиться к тому, чтобы щелочность бурового раствора не превышала $\text{pH} = 9$. Если это по технологическим условиям создать невозможно, то одним из возможных решений задачи может являться защита ЛБТ от коррозионной среды [33].

Выбор методов исследования коррозии алюминиевых труб сводится к изучению коррозионных аспектов электрохимии конденсированных сред (технические металлы и сплавы в агрессивных технологических жидкостях), которые не адаптированы к повседневной практике «коррозионных испытаний». Особенно остра ситуация в области нетрадиционных для основных направлений исследования коррозии жидких техногенных сред с высокой вязкостью и щелочными значениями pH («буровые растворы»). Сложность их рецептуры и высокие значения щёлочности ($\text{pH} = 11$) определяют возможность применения для оценки коррозионных процессов используемых сплавов лишь гравиметрический метод и его модификации (методы выделения, отгонки, осаждения). Вероятность выяснения электрохимического поведения и прогнозирование развития технологий модификации металлов механическим воздействием сведены к минимуму.

1.5 Выводы по главе 1. Постановка цели и задач исследований

Выводы по главе 1:

1 Проведена оценка условий работы БК с учетом факторов воздействия возникающих напряжений и усталостного разрушения металла, в первую очередь, БТ, которые играют ключевую роль при доведении нагрузки на породоразрушающий инструмент.

2 Выполнен анализ практической применимости ЛБТ в составе БК и преимуществ, которые отмечаются при их использовании.

3 Проанализировано, что буровая среда, а именно диапазон щелочности pH бурового раствора и высокие температуры влияют на работу ЛБТ, а именно

скорость коррозии с повышением показателя рН в буровом растворе возрастает. Добавление смазочных реагентов в состав БПЖ влияет на характер интенсивного взаимодействия ЛБТ со стенками скважины.

Постановка цели и задач исследований:

Проведенный в первой главе анализ в области применения и эксплуатации ЛБТ в процессе бурения скважин большой протяженности позволил сформулировать цель и основные задачи диссертационной работы, указанные во введении.

ГЛАВА 2 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА МЕТОДИК ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Моделирование работы компоновок бурильной колонны на основе системных расчетов

Большинство компоновок, применяемых на сегодняшний день при бурении, включают, как правило, СБТ на всей протяженности участка. Относительным недостатком СБТ является большой вес при бурении горизонтальных скважин. Алюминиевые БТ позволяют существенно снизить силы трения в горизонтальном стволе и снизить требуемую грузоподъемность на крюке.

При роторном бурении условия работы БК осложняются. В верхней части БК помимо растягивающих усилий, максимальных значений достигают скручивающие усилия и центробежные силы, возникающие при вращении неуравновешенных масс трубы и ее замков. Из-за большой протяженности колонны и отсутствия промежуточных опор вышеуказанные нагрузки имеют величины выше критических, в результате чего БК теряет устойчивость (прямолинейную форму) и происходит изгиб труб. Степень изгиба трубы определяется в данном случае величиной деформации – стрелой прогиба, близкой к разности между диаметрами ствола скважины и БТ и длиной волн (полуволн), возникающих под действием нагрузок на БК. В искривленных участках скважины при вращении БК, в том числе вокруг своей искривленной оси, появляется знакопеременный изгиб, который является одной из причин поломок БТ из-за усталостного разрушения материала.

С увеличением глубины скважины растет вес БК, а также пластовое давление, так как повышаются удельный вес раствора и требуемое давление для прокачивания. При вращении БК увеличиваются силы трения и необходимые для их преодоления крутящие усилия.

При бурении скважин иногда учитывают и постоянное вращение колонны, следовательно, это связано по большей части с технологией проведения бурения. При роторном бурении помимо напряжений на изгиб и растяжения учитываются

и касательные напряжения, которые с точки зрения механической прочности БТ влияют на их износ (данный параметр рассмотрен и исследован лабораторным путем на машинах трениях в главе 3 настоящей диссертации). Коэффициент трения при вращении и сила прижатия труб к стенке скважины при прочих равных условиях определяются характером взаимодействия и вращения инструмента со стенками скважины, а также формой изгиба. Эти параметры зависят от диаметра ствола скважины, расположения труб на определенных участках с зенитным углом, частоты вращения БК, видов и типоразмеров трубных изделий.

2.1.1 Усовершенствование математической модели комбинированной бурильной колонны при квазистатическом режиме бурения

С целью анализа состояния БК в искривленной скважине рассмотрены работы, посвященные разработке математическим моделям БК при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин с учетом взаимодействия БК со стенками скважины как наиболее влияющего на износ колонны [58, 86, 101, 108-110].

Математическая модель БК, представленная в работе В.К. Хегая «Управление динамикой бурильной колонны в направленных скважинах» [93], позволяет использовать уравнения состояния БК для случая одновременного совершения вращательного и осевого перемещений в криволинейной скважине. Недостатком полученной математической модели является учет на участках БК из одинаковых труб по геометрическим характеристикам (типоразмерам) и материалам изготовления.

Анализ колонны по данной модели сводится к исследованию нагруженности колонны на профиле, состоящем из вертикального, криволинейного, прямолинейного наклонного участков. В частном случае переход к горизонтальному профилю на основе подхода В.К. Хегая осуществляется при значении зенитного угла $\alpha_2^* = 0,5\pi$. Обусловлено это тем, что

горизонтальный участок – это участок, у которого угол отклонения ствола от вертикали составляет $80\text{--}90^\circ$ (в данном случае абсолютное значение принято равным 90°).

В настоящей работе обосновывается выбор методик исследования, а также предлагается математическая модель для расчета КБК, состоящей из стальных труб на вертикальном и криволинейном участках скважины и легкосплавных труб на ее горизонтальном участке. Начальные и граничные условия предложенной нами модели отличаются от таковых в подходе В.К. Хегая эффективными коэффициентами трения, коэффициентами трения при не вращающейся колонне, внешними диаметрами колонн для криволинейного и горизонтального участков. Для вертикального участка скважины уравнение остается без изменений. Производится оценка величины осевой нагрузки, которая передается на забой весом БК и величины крутящего момента, необходимого для вращения колонны с постоянной скоростью n . Для решения и вывода системы уравнений БК для наклонно-направленного бурения учитывается взаимодействие БК со стенками скважины, при котором силы сопротивления осевому перемещению БК обусловлены прижатием труб к стенке скважины, действием выступающих элементов компоновки при перемещении ее вдоль ствола, повышением общего напряженного состояния БТ, обусловленного касательными напряжениями, которые, в свою очередь, образуются при нагружении БК крутящим моментом $M_{кр}$ при ее вращении.

Составим и рассмотрим расчетную схему КБК при строительстве горизонтального профиля скважины (Рисунок 2.1). Для подбора оптимальной БК при анализе математической модели под условия, отличные от работы [93], учитываются разнотипные составные элементы на различных участках: криволинейном и горизонтальном.

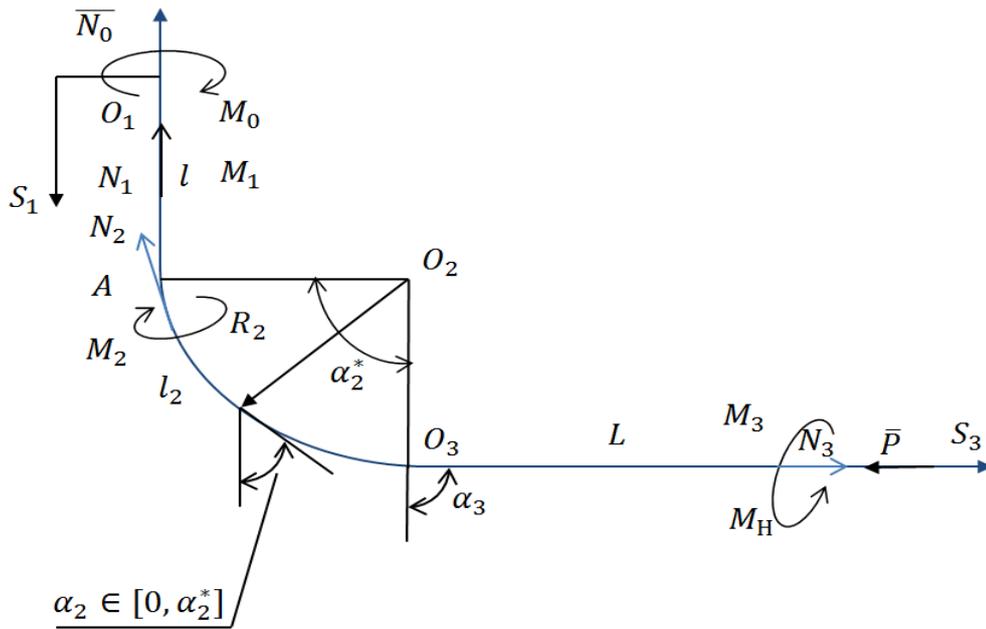


Рисунок 2.1 – Расчетная схема комбинированной колонны в горизонтальном профиле скважины

На Рисунке 2.1: N_0, M_0 – осевое усилие, приложенное к торцу начала вертикального участка (усилие на крюке) и момент вращения на роторе, кН, кН·м; N_1, N_2, N_3 – осевые усилия на вертикальном, криволинейном и горизонтальном участках, кН; R_2 – радиус кривизны криволинейного участка, м; $\alpha_2, \alpha_2^*, \alpha_3$ – зенитные углы, град; l, l_2, L – длина вертикального, криволинейного и горизонтального участков, м; S_1, S_3 – расстояние между текущим поперечным сечением буровой колонны и устьем скважины, м; M_1, M_2, M_3 – крутящие моменты на соответствующих участках, кН·м; M_H – абсолютное значение момента на роторе, кН·м; $P, M_H(P, n_0)$ – усилие, приложенное к нижнему торцу колонны и момент сопротивления вращению породоразрушающего инструмента со стороны забойной точки, кН, кН·м; O_1, O_2, O_3 – точки, в которых рассмотрены уравнения элементов на соответствующих участках; A – точка, соответствующая смещению ствола скважины.

Введем систему координат для каждого из участков. Рассмотрим БК в горизонтальной скважине на следующих участках: вертикальном l ; криволинейном с постоянным радиусом кривизны R_2 и изменением угла $\alpha_2 \in$

$[0, \alpha_2^*]$, горизонтальном длиной L .

Рассматриваемый квазистатический режим бурения предполагает использование основных уравнений, полученных после преобразований, описывающих состояние БК в искривленной скважине, которые учитывают изначально сумму всех проекций сил, действующих на элемент, без учета силы инерции при равномерном движении колонны и с учетом осевого направления. Для вывода дифференциальных уравнений на каждом участке скважины необходимо использовать следующие уравнения, полученные путем определенных преобразований согласно расчетной схеме (Рисунок 2.2) и которые хорошо описаны в аналитической работе [93]:

$$\begin{cases} \frac{dN}{ds} \pm \frac{k^*}{R(s)} N = [k^* \sin \alpha(s) - \cos \alpha(s)]q, \\ \frac{dM}{ds} \pm \frac{nD^2 k^*}{4v_s R(s)} N = \frac{nD^2}{4v_s} k^* q \sin \alpha(s), \end{cases} \quad (2.1)$$

$$\begin{cases} \frac{dN}{ds} = (k^* \sin \alpha_0 - \cos \alpha_0)q, \\ \frac{dM}{ds} = \frac{nD^2}{4v_s} k^* q \sin \alpha_0, \end{cases} \quad (2.2)$$

$$\begin{cases} \frac{dN}{d\alpha} \pm k^* N = (k^* \sin \alpha - \cos \alpha)R(\alpha)q, \\ \frac{dM}{d\alpha} \pm \frac{nD^2 k^*}{4v_s} N = \frac{nD^2 k^*}{4v_s} R(\alpha)q \sin \alpha. \end{cases} \quad (2.3)$$

Введем следующие параметры в случае разнотипной БК: D_1 и D_2 – внешние диаметры БК из стальных и легкосплавных труб на криволинейном и горизонтальном участках; k_1^* и k_2^* – эффективные коэффициенты трения на криволинейном и горизонтальном участках, определяемые по формуле:

$$k_i^* = \frac{v_s}{\sqrt{v_s^2 + (0.5D_i n)^2}} k, \quad (2.4)$$

где k – коэффициент трения при невращающейся колонне;

D_i – внешние диаметры БК из стальных и легкосплавных труб, м, при $i = 1$ соответствуют криволинейному, при $i = 2$ – горизонтальному участкам;

v_s – скорость поступательного движения колонны при продольном перемещении, м/с.

$v_s = \text{const}$ для всех участков;

n – угловая скорость, с^{-1} , $n = \text{const}$.

Последние два параметра являются постоянными при установившемся (квазистатическом) режиме бурения (согласно расчетной схеме действующих элементов при рассмотрении БК в виде упругого стержня (Рисунок 2.2)).

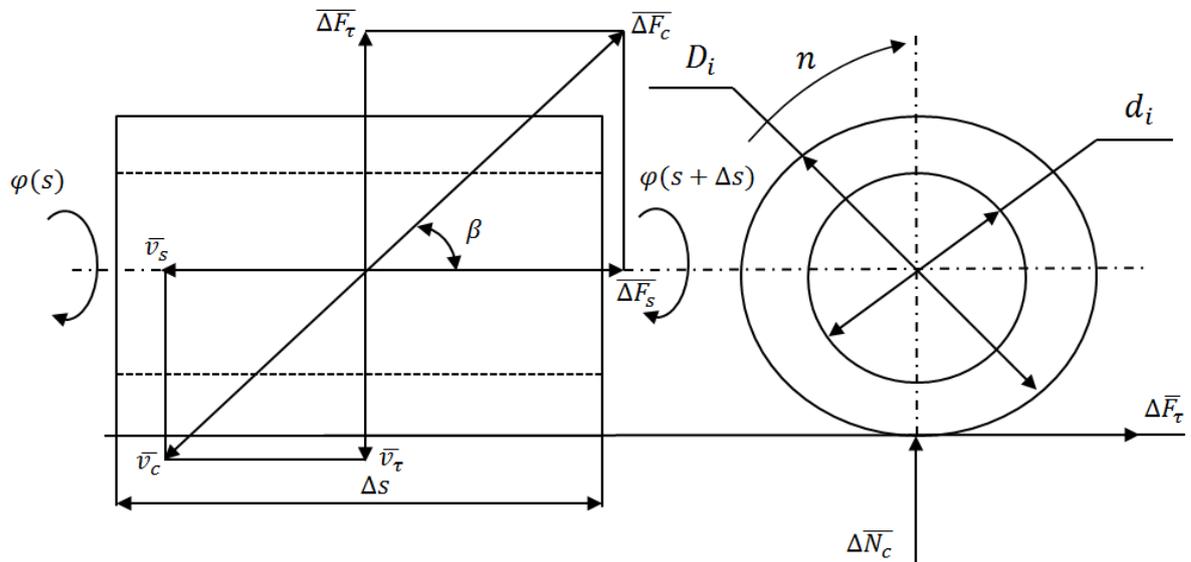


Рисунок 2.2 – Расчетная схема действующих элементов при рассмотрении буровой колонны в виде упругого стержня

На Рисунке 2.2: Δs – длина выделенного элемента колонны после нагружения; v_c – скорость относительного скольжения; v_r – окружная скорость поверхности элемента колонны; φ – угловое перемещение; \bar{F}_c – сила трения; \bar{F}_s – составляющая силы трения между колонной и стенкой скважины в осевом направлении; \bar{F}_r – окружная составляющая силы трения; β – угол между составляющими силы трения и составляющими скоростей относительного скольжения.

В первую очередь определим осевое усилие, приложенное к нижнему торцу колонны с забоя. Учитывая на вертикальном и наклонном участках $\alpha = \alpha_1 = 0$ и $\alpha = \alpha_3 = \text{const}$, на криволинейном участке $R = R_2(\alpha) = \text{const}$, N_1, N_2, N_3 – усилия на трех участках, начальные и граничные условия примут вид:

1. Вертикальный участок ($\alpha_1 = 0, R_1 = \infty$):

$$\frac{dN_1}{dS_1} = -q, S_1 \in [0, l]. \quad (2.5)$$

Граничные условия:

1) $S_1 = 0: N_1(0) = N_0$, 2) $S_1 = l: N_1(l) = N_2(0)$.

2. Криволинейный участок ($R_2 = \text{const}$):

$$\frac{dN_2}{d\alpha_2} + k_1^* N_2 = q R_2 (k_1^* \sin \alpha_2 - \cos \alpha_2), \alpha_2 \in [0, \alpha_2^*]. \quad (2.6)$$

Граничные условия:

3) $\alpha_2 = 0: N_2(0) = N_1(l)$, 4) $\alpha_2 = \alpha_2^* = 0,5\pi: N_2(\alpha_2^*) = N_3(0)$.

3. Горизонтальный участок ($\alpha_3 = \alpha_2^* = 0,5\pi, R_3 = \infty$):

$$\frac{dN_3}{dS_3} = q (k_2^* \sin \alpha_2^* - \cos \alpha_2^*), S_3 \in [0, L]. \quad (2.7)$$

Граничные условия:

5) $S_3 = 0: N_3(0) = N_2(\alpha_2^*)$, 6) $S_3 = L: N_3(L) = -P$.

При интегрировании с учетом приведенных начальных и граничных условий получаем.

1. Вертикальный участок:

$$N_1(l) = N_0 - ql. \quad (2.8)$$

2. Криволинейный участок:

$$N_2(\alpha_2) = (N_0 - ql)e^{-k_1^* \alpha_2} + \frac{q R_2}{1+k_1^{*2}} [2k_1^* (e^{-k_1^* \alpha_2} - \cos \alpha_2) - (1 - k_1^{*2}) \sin \alpha_2]. \quad (2.9)$$

При $\alpha_2 = \alpha_2^* = 0,5\pi$:

$$N_2(\alpha_2^*) = (N_0 - ql)e^{-0,5\pi k_1^*} + \frac{q R_2}{1+k_1^{*2}} [2k_1^* e^{-0,5\pi k_1^*} - (1 - k_1^{*2})].$$

3. Горизонтальный участок:

$$N_3(S_3) = (N_0 - ql)e^{-k_1^* \alpha_2^*} + \frac{q R_2}{1 + k_1^{*2}} \left[2k_1^* (e^{-k_1^* \alpha_2^*} - \cos \alpha_2^*) - (1 - k_1^{*2}) \sin \alpha_2^* \right] + \\ + qS_3(k_2^* \sin \alpha_2^* - \cos \alpha_2^*).$$

При $\alpha_2 = \alpha_2^* = 0,5\pi$, $S_3 = L$, $N_3(L) = -P$:

$$P = (ql - N_0)e^{-0,5\pi k_1^*} + \frac{q R_2}{1 + k_1^{*2}} \left[-2k_1^* e^{-0,5\pi k_1^*} + (1 - k_1^{*2}) \right] - qLk_2^*. \quad (2.10)$$

Обозначим силу тяжести участков БК: $Q_1 = ql$ – вес вертикального участка; $Q_2 = q R_2 \alpha_2^*$ – вес криволинейного участка; $Q_3 = ql$ – вес горизонтального участка, тогда выражение итоговое уравнение примет вид:

$$P = (Q_1 - N_0)e^{-0,5\pi k_1^*} + \frac{Q_2}{0,5\pi(1 + k_1^{*2})} \left[-2k_1^* e^{-0,5\pi k_1^*} + (1 - k_1^{*2}) \right] - Q_3 k_2^* = \\ = (Q_1 - N_0 - \frac{4k_1^* Q_2}{\pi(1 + k_1^{*2})})e^{-0,5\pi k_1^*} + \frac{2(1 - k_1^{*2})}{\pi(1 + k_1^{*2})} Q_2 - k_2^* Q_3. \quad (2.11)$$

Данное соотношение позволяет оценить осевую нагрузку, которая передается на забой к породоразрушающему инструменту частью веса колонны при квазистатическом режиме бурения.

Для определения крутящего момента вращения колонны с постоянной угловой скоростью n обозначим через M_1 , M_2 , M_3 крутящие моменты на вертикальном, криволинейном и горизонтальном участках.

Учитывая на вертикальном и горизонтальном участках $\alpha = \alpha_1 = 0$ и $\alpha = \alpha_3 = \alpha_2^*$, на криволинейном участке $R = R_2 = \text{const}$, дифференциальные уравнения, определяющие моменты на каждом участке БК, примут вид:

1. Вертикальный участок ($\alpha_1 = 0, R_1 = \infty$):

$$\frac{dM_1}{dS_1} = 0, S_1 \in [0, l]. \quad (2.12)$$

Граничные условия:

1) $S_1 = 0$: $M_1(0) = M_0$, 2) $S_1 = l$: $M_1(l) = M_2(0)$.

2. Криволинейный участок ($R_2 = \text{const}$):

$$\frac{dM_2}{d\alpha_2} + \frac{nD_1^2 k_1^*}{4v_s} N_2 = \frac{nD_1^2 k_1^*}{4v_s} q R_2 \sin \alpha_2, \quad \alpha_2 \in [0, \alpha_2^*]. \quad (2.13)$$

Граничные условия:

$$3) \alpha_2 = 0: M_2(0) = M_1(l), \quad 4) \alpha_2 = \alpha_2^* = 0,5\pi: M_2(\alpha_2^*) = M_3(0).$$

3. Горизонтальный участок ($\alpha_3 = \alpha_2^* = 0,5\pi, R_3 = \infty$):

$$\frac{dM_3}{dS_3} = \frac{nD_2^2 k_2^*}{4v_s} q \sin \alpha_2^*, \quad S_3 \in [0, L]. \quad (2.14)$$

Граничные условия:

$$5) S_3 = 0: M_3(0) = M_2(\alpha_2^*), \quad 6) S_3 = L: M_3(L) = -M_H(P, n).$$

При решении уравнения на криволинейном участке усилие N_2 определяется как осевое усилие на криволинейном участке. С учетом начальных и граничных условий получим проинтегрированные уравнения.

1. Вертикальный участок:

$$M_1 = M_0.$$

2. Криволинейный участок:

$$M_2(\alpha_2) = M_0 + \frac{nD_1^2 k_1^*}{4v_s} \left[\frac{2q R_2}{1+k_1^{*2}} (e^{-k_1^* \alpha_2} + k_1^* \sin \alpha_2 - \cos \alpha_2) - \frac{N_0 - ql}{k_1^*} (1 - e^{-k_1^* \alpha_2}) \right].$$

При $\alpha_2 = \alpha_2^* = 0,5\pi$:

$$M_2(\alpha_2) = M_0 + \frac{nD_1^2 k_1^*}{4v_s} \left[\frac{2q R_2}{1+k_1^{*2}} (e^{-0,5\pi k_1^*} + k_1^*) - \frac{N_0 - ql}{k_1^*} (1 - e^{-0,5\pi k_1^*}) \right]. \quad (2.15)$$

3. Горизонтальный участок

$$M_3(S_3) = M_0 + \frac{nD_1^2 k_1^*}{4v_s} \times \\ \times \left[\frac{2q R_2}{1+k_1^{*2}} (e^{-k_1^* \alpha_2^*} + k_1^* \sin \alpha_2^* - \cos \alpha_2^*) - \frac{N_0 - ql}{k_1^*} (1 - e^{-k_1^* \alpha_2^*}) \right] + \frac{nD_2^2 k_2^*}{4v_s} q S_3 \sin \alpha_2^*.$$

С учетом граничного условия 6 при $\alpha_2 = \alpha_2^* = 0,5\pi$, абсолютное значение величины вращающего момента на роторе примет вид:

$$M_0 = M_H(P, n) + \frac{nD_1^2 k_1^*}{4v_s} \times \\ \times \left[\frac{2q R_2}{1+k_1^{*2}} (e^{-k_1^* \alpha_2^*} + k_1^* \sin \alpha_2^* - \cos \alpha_2^*) + \frac{ql - N_0}{k_1^*} (1 - e^{-k_1^* \alpha_2^*}) \right] + \frac{nD_2^2 k_2^*}{4v_s} qL \sin \alpha_2^*.$$

$$M_0 = M_H(P, n) + \frac{nD_1^2 k_1^*}{4v_s} \times \left[\frac{4 Q_2}{\pi(1+k_1^{*2})} (e^{-k_1^* \alpha_2^*} + k_1^*) - \frac{N_0 - Q_1}{k_1^*} (1 - e^{-k_1^* \alpha_2^*}) \right] + \frac{nD_2^2 k_2^*}{4v_s} Q_3. \quad (2.16)$$

Полученные уравнения позволяют решать практические задачи по определению осевой нагрузки на забой и момента вращения при роторном бурении скважин с горизонтальным окончанием. С учетом начальных и граничных условий, учитывающих разнотипные по геометрическим характеристикам, плотности материала (вес погонного метра) и модулю упругости (в случае определения осевого усилия) бурильные трубы, получили следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} P = \left(Q_1 - N_0 - \frac{4k_1^* Q_2}{\pi(1+k_1^{*2})} \right) e^{-0,5\pi k_1^*} + \frac{2(1-k_1^{*2})}{\pi(1+k_1^{*2})} Q_2 - k_2^* Q_3; \\ M_0 = M_H(P, n) + \frac{nD_1^2 k_1^*}{4v_s} \left[\frac{4 Q_2}{\pi(1+k_1^{*2})} (e^{-0,5\pi k_1^*} + k_1^*) + \frac{Q_1 - N_0}{k_1^*} (1 - e^{-0,5\pi k_1^*}) \right] + \frac{nD_2^2 k_2^*}{4v_s} Q_3. \end{cases} \quad (2.17)$$

Значения осевой нагрузки P и момента вращения M_0 при бурении ротором в зависимости от типа применяемых труб с учетом использования комбинированной колонны, геометрических параметров (внешние диаметры разнотипных БТ D_1 и D_2) и мест их установки (на криволинейном или горизонтальном участках), а также эффективного коэффициента трения на криволинейном и горизонтальном участках с постоянной скоростью поступательного движения решаются на основании полученной системы уравнений (2.17).

Исходные данные для решения системы уравнений:

1) v_s – скорость поступательного движения колонны при продольном перемещении; $v_s = \text{const} = 10$ м/с – для всех участков.

2) $Q_1 = ql$ – вес вертикального участка, где $q = 27,46$ кг/м – погонный вес СБТ; $l = 810$ м – длина вертикального участка, соответственно $Q_1 = 27,46 \cdot 810 = 22,2426$ кН.

$Q_2 = q R_2 \alpha_2^*$ – вес криволинейного участка, где $q = 27,46$ кг/м – погонный вес СБТ; $R_2 = \frac{57,3}{i_2} = \frac{180/\pi}{1,5 \cdot 10^{-1}}$ – радиус кривизны криволинейного участка в радианах; $\alpha_2^* = 0,5\pi$ – зенитный угол, соответственно $Q_2 = 27,6 \cdot \frac{180/\pi}{1,5 \cdot 10^{-1}} \cdot 0,5\pi = 16,476$ кН.

$Q_3 = ql$ – вес горизонтального участка, где $q = 9,2$ кг/м – погонный вес ЛБТ; $l = 1000$ м – длина горизонтального участка, соответственно $Q_1 = 9,2 \cdot 1000 = 9,200$ кН.

3) k_1^* и k_2^* – эффективные коэффициенты трения на криволинейном и горизонтальном участках, полученные по формуле (2.4), где $k = 0,3$ в обсаженной части ствола, $k = 0,4$ в открытом стволе; $D_1 = 101,6$ мм и $D_2 = 103$ мм – внешние диаметры БК из стальных и легкосплавных труб на криволинейном и горизонтальном участках; $n = \text{const}$.

Так как зависимости между моментом сопротивления вращению долота M_H со стороны забоя при постоянной осевой нагрузке и угловой скоростью вращения долота, получена, как правило, в лабораторных условиях (в связи с отсутствием представления БК), учитывая, что угловая скорость долота соотносится с угловой скоростью вращения шпинделя бурового станка, для расчета примем $n = 73,3$ с⁻¹ на всем участке.

$$k_1^* = \frac{v_s}{\sqrt{v_s^2 + (0,5D_1n)^2}} k = \frac{10}{\sqrt{10^2 + (0,5 \cdot 0,1016 \cdot 73,3)^2}} 0,3 = 0,28,$$

$$k_2^* = \frac{v_s}{\sqrt{v_s^2 + (0,5D_2n)^2}} k = \frac{10}{\sqrt{10^2 + (0,5 \cdot 0,103 \cdot 73,3)^2}} 0,4 = 0,37.$$

4) $M_H(P, n)$ – момент сопротивления вращению долота со стороны забоя, зависящий от осевой нагрузки (усилия) P и скорости вращения n .

Эмпирическая зависимость $M_H(P, n)$ находится как [80, 94, 110]:

$$M_H(P, n) = AP \left(1 + \frac{B}{n_H + \delta_0} \right),$$

где $A = 0,4a_0d_0^2$; $B = 7,25$ – эмпирические постоянные, которые могут изменяться в зависимости от конструкции долота;

a_0 – эмпирический коэффициент ($a_0 = 1$ – мягкие породы, $a_0 = 0,7 \div 0,8$ – средние породы, $a_0 = 0,5 \div 0,6$ – твердые породы);

d_0 – диаметр долота, м;

$\delta_0 = 1 \div 1,5 \text{ c}^{-1}$ – поправка, устраняющая особенность, которая

заключается в стремлении момента к бесконечности в точке $n_n = 0$ [108,109];

$n_n = 73,3 \text{ c}^{-1}$ – скорость вращения долота.

Соответственно $M_n(P, n) = AP(1 + \frac{B}{n_n + \delta_0}) = 0,4a_0 d_0^2 P(1 + \frac{7,25}{n_n + \delta_0})$.

5) N_0 – осевое усилие на верхнем торце колонны (усилие на крюке),

$$N_0 = Q_1 \cdot \left(1 - \frac{\rho_{БР}}{\rho_{СБТ}}\right) = 22242,6 \cdot \left(1 - \frac{930}{7850}\right) = 19,6075 \text{ кН},$$

где Q_1 – вес колонны БТ на интервале, кг;

$\rho_{БР} = 930$ – плотность бурового раствора, кг/м³;

$\rho_{СБТ} = 7850$ – плотность материала БТ, кг/м³.

Учитывая приведенные параметры, уравнение (2.17) в итоге примет вид:

$$\begin{cases} P = \left(Q_1 - N_0 - \frac{4k_1^* Q_2}{\pi(1+k_1^{*2})}\right) e^{-0,5\pi k_1^*} + \frac{2(1-k_1^{*2})}{\pi(1+k_1^{*2})} Q_2 - k_2^* Q_3; \\ M_0 = M_n(P, n) + \frac{nD_1^2 k_1^*}{4v_s} \left[\frac{4 Q_2}{\pi(1+k_1^{*2})} (e^{-0,5\pi k_1^*} + k_1^*) + \frac{Q_1 - N_0}{k_1^*} (1 - e^{-0,5\pi k_1^*}) \right] + \frac{nD_2^2 k_2^*}{4v_s} Q_3, \end{cases}$$

$$\begin{cases} P = \left(22242,6 - 19607,5 - \frac{4 \cdot 0,28 \cdot 16476}{3,14(1+0,28^2)}\right) e^{-0,5 \cdot 3,14 \cdot 0,28} + \\ \quad + \frac{2 \cdot (1-0,28^2)}{3,14 \cdot (1+0,28^2)} \cdot 16476 - 0,37 \cdot 9200; \\ M_0 = M_n(P, n) + \frac{73,3 \cdot 0,1016^2 \cdot 0,28}{4 \cdot 10} \left[\frac{4 \cdot 16476}{3,14(1+0,28^2)} (e^{-0,5 \cdot 3,14 \cdot 0,28} + 0,28) \right. \\ \quad \left. \frac{22242,6 - 19607,5}{0,28} (1 - e^{-0,5 \cdot 3,14 \cdot 0,28}) \right] + \\ \quad + \frac{73,3 \cdot 0,103^2 \cdot 0,37}{4 \cdot 10} \cdot 9200; \end{cases}$$

$$\begin{cases} P = 3735,97, & H = 3,735 \text{ кН}; \\ M_0 = M_n(P, n) + 112,87 + 66,148 = M_n(P, n) + 179,018 \text{ (H)}, \end{cases}$$

$$M_n(P, n) = 0,4 \cdot 0,7 \cdot 0,1556^2 \cdot 3735,97 \left(1 + \frac{7,25}{73,3+1,5}\right) = 27,78 \text{ H},$$

$$\begin{cases} P = 3735,97 \text{ H} = 3,735 \text{ кН}; \\ M_0 = M_n(P, n) + 179,018 \text{ (H)}, \end{cases}$$

При расчете системы уравнений получим:

$$P = 3,375 \text{ кН}, M_0 = 0,206 \text{ кН}\cdot\text{м}.$$

2.1.2 Анализ решения задач работы бурильной колонны на основе расчета на прочность

Теоретическая применимость комбинированной колонны подтверждается оценкой ее работы, приближенной к реальным условиям в скважинах с горизонтальным окончанием, с помощью аналитических и компьютерных расчетов и выбора ее составных элементов (по Р.Х. Санникову и с использованием программного обеспечения Landmark, Wellplan).

Решение поставленных задач по подбору БК для построенных профилей базируется на методике расчета по Р.Х. Санникову [27, 73]. Основные параметры, по которым произведен расчет трех различных видов БК:

- 1) расчет осевых растягивающих нагрузок от собственного веса колонны;
- 2) расчет осевых растягивающих нагрузок от действия избыточного внутреннего давления;
- 3) расчет осевых растягивающих нагрузок от действия наружного избыточного давления;
- 4) расчет суммарных напряжений на все переходные участки профиля;
- 5) расчет изгибающих напряжений в участках набора кривизны;
- 6) расчет коэффициента запаса прочности колонны.

Из-за действующих больших растягивающих напряжений с учетом изгибающих напряжений в переходе от вертикального участка к первому участку набора параметров кривизны, данное сечение считается опасным и напряженным, и в результате возможен обрыв БК. По вышеперечисленным критериям выполнен поэтапный расчет, в результате которого получены напряжения и нагрузки, действующие на виды колонн на каждом конкретном участке профиля скважины.

Как было отмечено в разделе 1.1, на работу БК оказывают влияние различные нагрузки, возникающие в процессе проводки скважины. Поэтому дальнейший

расчет сводится к более подробному анализу нагрузок, действующих на БК, в зависимости от типа выбранных элементов – БТ. Все остальные условия (литолого-геологический разрез, вид профиля и др.) постоянны для трех типов КБК.

Сначала рассмотрим и выполним расчет профиля с горизонтальным окончанием (Рисунок 2.3).

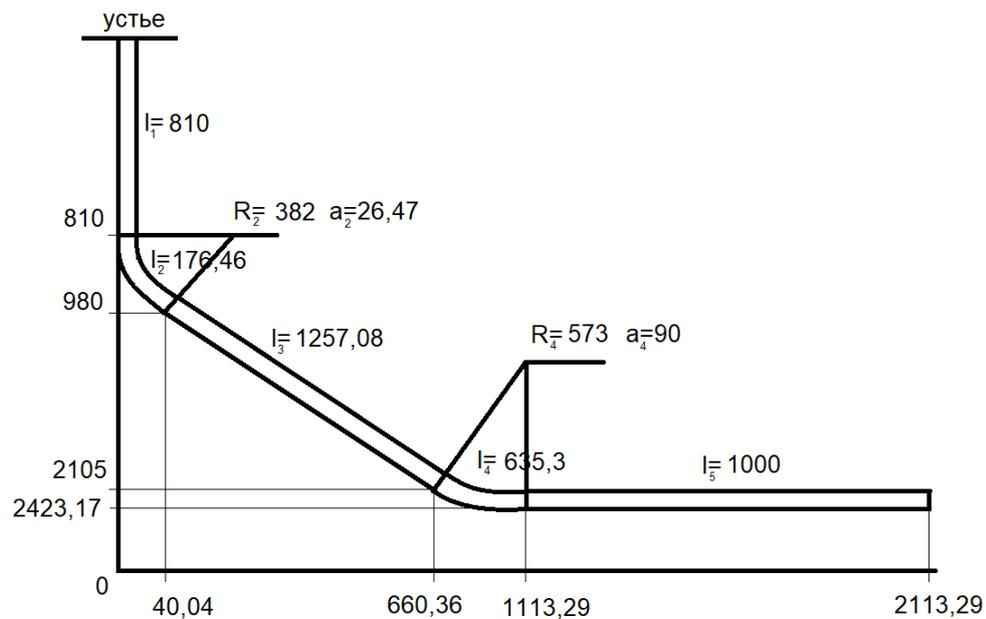


Рисунок 2.3 – Проектный профиль и конструкция скважины с применением СБТ

Исходные данные для построения профиля: $H_{\text{СКВ}} = 2423,17$ м; $H_{\text{верт}} = 810$ м; $i_2 = 1,5$ град/10 м; $i_4 = 1$ град/10 м; $\alpha_2 = 26,47$ град; $\alpha_{\text{конечн}} = 90$ град; $\alpha_{\text{вход в пласт}} = 86$ град; $D_{\text{д}} = 155,6$ мм; $d_{\text{зд}} = 121$ мм; $L_{\text{Г}} = 1000$ м.

Далее проведем расчет параметров профиля поинтервально:

1. Вертикальный участок

Вертикальная глубина участка:

$$H_1 = H_{\text{в}} = l_1 = 810 \text{ м,}$$

где $H_{\text{в}}$ – вертикальный участок по проектным данным;

l_1 – длина по стволу вертикального участка.

Горизонтальный отход вертикального участка $a = 0$ м.

2. Интервал набора зенитного угла

Длина по стволу участка набора зенитного угла:

$$l_2 = \frac{\alpha_2}{i_2} = \frac{26,47}{1,5 \cdot 10^{-1}} = 176,46 \text{ м}, \quad (2.18)$$

где α_2 – зенитный угол в участке стабилизации;

i_2 – интенсивность искривления в участке набора зенитного угла.

Радиус кривизны в участке набора зенитного угла:

$$R_2 = \frac{57,3}{i_2} = \frac{57,3}{1,5 \cdot 10^{-1}} = 382 \text{ м}, \quad (2.19)$$

где $57,3 = 180/\pi$ для перевода в радианы.

Вертикальная глубина участка:

$$H_2 = R_2 \sin(\Delta\alpha_2) = 382 \cdot \sin(26,47) = 170 \text{ м}. \quad (2.20)$$

Горизонтальный отход участка набора зенитного угла:

$$a_2 = R_2(1 - \cos(\alpha_2)) = 382(1 - \cos(26,47)) = 40,04 \text{ м}. \quad (2.21)$$

3. Участок стабилизации

$$H_3 = H_{\text{СКВ}} - H_1 - H_2 - H_4 = 2423,17 - 810 - 170 - 317,59 = 1125 \text{ м},$$

где $H_{\text{СКВ}}, H_2, H_4$ – вертикальная глубина участков;

Длина по стволу участка стабилизации:

$$l_3 = \frac{H_3}{\cos(\alpha_2)} = \frac{1125}{\cos(26,47)} = 1257,087 \text{ м}. \quad (2.22)$$

Горизонтальный отход участка стабилизации:

$$a_3 = H_3 \cdot \cos(\alpha_2) = 930 \cdot \cos(26,47) = 560,32 \text{ м}. \quad (2.23)$$

4. Участок добора зенитного угла

Длина по стволу участка добора зенитного угла:

$$l_4 = \frac{\Delta\alpha}{i_4} = \frac{90-26,47}{1 \cdot 10^{-1}} = 635,3 \text{ м}, \quad (2.24)$$

где $\Delta\alpha$ – изменение зенитного угла в участке добора;

i_4 – интенсивность искривления в участке добора зенитного угла.

Радиус кривизны в участке добора зенитного угла:

$$R_4 = \frac{57,3}{i_4} = \frac{57,3}{1 \cdot 10^{-1}} = 573, \quad (2.25)$$

Вертикальная глубина участка:

$$\begin{aligned} H_4 &= R_4(\sin(\alpha_{\text{конеч}}) - \sin(\alpha_2)) = \\ &= 573(\sin(90) - \sin(26,47)) = 317,59 \text{ м}, \end{aligned} \quad (2.26)$$

где $\alpha_{\text{конеч}}$ – конечный зенитный угол в участке добора.

Горизонтальный отход участка добора зенитного угла:

$$a_4 = R_4(\cos(\alpha_2) - \cos(\alpha_{\text{конец}})) = \quad (2.27)$$

$$= 573(\cos(26,47) - \cos(90)) = 512,93 \text{ м.}$$

5. Горизонтальный участок

Длина по стволу горизонтального участка: $l_5 = 1000 \text{ м.}$

Горизонтальный отход горизонтального участка: $a_5 = 1000 \text{ м.}$

Расчеты параметров профиля поинтервально представлены в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета профиля скважины поинтервально

Название интервала	Вертикальная проекция, м	Горизонтальная проекция, м	Интенсивность набора, град/10 м	Длина участка по стволу
Вертикальный	810	0	–	810
Набор угла	170	40,04	1,5	176,46
Стабилизации	1125	560,32	–	1257,08
Донабор угла	317,59	512,93	1	635,3
Горизонтальный	0	1000	–	1000
Суммарные длины	2423,17	2113,29	–	3878,85

Для подбора типов и диаметра утяжеленных бурильных труб (УБТ) необходимо выполнение следующих условий:

1. $D_{01} = k_0 D_d = 0,85 \cdot 155,6 = 132,26 \text{ мм}$ (D_{01} – диаметр УБТ; D_d – диаметр долота, мм);

2. $D_0 \leq D_{зд} = 121 \text{ мм}$ ($D_{зд}$ – диаметр забойного двигателя, мм);

3. $(EI_0)_{01} \geq (EI_0)_{ок}$, поскольку УБТ и ОК изготавливаются из стали, то, учитывая $E_{01} = E_{ок}$, получаем:

$$\frac{D_{01}}{D_{ок}} \geq \sqrt[4]{\frac{1 - \left(\frac{d_{ок}}{D_{ок}}\right)^4}{1 - \left(\frac{d_{01}}{D_{01}}\right)^4}}; \quad \frac{121}{127} \geq \sqrt[4]{\frac{1 - \left(\frac{115,8}{127}\right)^4}{1 - \left(\frac{51}{121}\right)^4}}, \quad 0,95 \geq 0,75. \quad (2.28)$$

Выбираем УБТ 121x51, $D_{01} = 121 \text{ мм}$, $d_{01} = 51 \text{ мм}$, $m_{01} = 73,7 \text{ кг/м.}$

Обеспечение условия плавного перехода:

$$\frac{4}{3} D_{01} \geq D_{02} \geq \frac{3}{4}: \quad \frac{4}{3} \cdot 101,6 = 135,46, \quad \frac{3}{4} \cdot 121 = 90,75, \quad 135,46 \geq D_{02} \geq 90,75.$$

Выбираем УБТ 108x51, $D_{01} = 108 \text{ мм}$, $d_{01} = 51 \text{ мм}$, $m_{01} = 58,8 \text{ кг/м.}$

Расчет длины ступени УБТ

Длина горизонтального участка труб без длины КНБК:

$$l_{\Gamma} = l_5 - l_{\text{КНБК}} = 1000 - 28,4 = 971,6 \text{ м,}$$

где l_5 – длина горизонтального участка;

$l_{\text{КНБК}}$ – длина КНБК.

Усилие в точке начала горизонтального участка:

$$F_{5\text{Н}} = G_{\text{д}} - (M_{\text{КНБК}} + m_{\text{пр}} l_{\Gamma}) \cdot g \cdot k_{\text{р}} \cdot k_{\text{аб}}, \quad (2.29)$$

где $G_{\text{д}}$ – нагрузка на долото, Н;

$M_{\text{КНБК}}$ – масса КНБК, кг;

$m_{\text{пр}}$ – масса погонного метра СБТ, кг/м;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$k_{\text{р}}$ – коэффициент плавучести бурильных труб;

$k_{\text{аб}}$ – коэффициент сопротивления движению.

Согласно исходным данным $m_{\text{пр}} = 27,46$ кг/м, $M_{\text{КНБК}} = 3516$ кг.

Коэффициент плавучести:

$$k_{\text{р}} = 1 - \frac{\rho_{\text{бпж}}}{\rho_{\text{сбт}}} = 1 - \frac{930}{7850} = 0,88, \quad (2.30)$$

где $\rho_{\text{бпж}}$ – плотность раствора, кг/м³;

$\rho_{\text{сбт}}$ – плотность металла, кг/м³.

Коэффициент сопротивления движению:

$$k_{\text{аб}} = \cos(\alpha) - f_6 \sin(\alpha) = \cos(90) - 0,8 \sin(90) = -0,24. \quad (2.31)$$

где f_6 – коэффициент трения при СПО;

α – зенитный угол в интервале, град.

Согласно (2.29):

$$F_{5\text{Н}} = 80 \cdot 10^3 + (3516 + 27,46 \cdot 971,6) \cdot 9,81 \cdot 0,88 \cdot 0,24 = 142671,2 \text{ Н.}$$

Усилие в точке перехода обсадной трубы в открытый ствол:

$$F'_{4\text{Н}} = e^{f_6 \Delta \alpha''_4} \cdot F_{5\text{Н}} + m_{\text{пр}} \cdot g \cdot R_4 \cdot k_{\text{р}} \left[\sin(\alpha' + 2\gamma) - e^{f_6 \Delta \alpha''_4} \sin(\alpha''_4 + 2\gamma) \right], \quad (2.32)$$

где f_6 – коэффициент трения при СПО;

$\Delta \alpha''_4 = 90 - 86 = 4$ град = 0,06 рад. – изменение зенитного угла;

F_{5H} – усилие в точке начала горизонтального участка, Н;

R_4 – радиус кривизны, м,

k_p – коэффициент плавучести БТ;

α' – зенитный угол в точке перехода ОК в открытый ствол, град;

α_4'' – зенитный угол в конце интервала, град'

$\gamma = \arctg(f_6) = \arctg(0,24) = 13,49$ – угол трения.

Тогда по формуле (2.32) получим:

$$F'_{4H} = e^{0,24 \cdot 0,06} \cdot 142671,2 + 27,46 \cdot 9,81 \cdot 573 \cdot 0,88 \times \\ \times [\sin(86 + 2 \cdot 13,49) - e^{0,24 \cdot 0,06} \sin(90 + 2 \cdot 13,49)] = 147045 \text{ Н.}$$

Далее трубы ищутся в ОК:

$$f_6 = 0,25;$$

$$\gamma = \arctg(0,25) = 11,31;$$

$$\Delta\alpha_4'' = 86 - 26,47 = 59,53 \text{ град} = 1,03 \text{ рад.};$$

$$F'_{4H} = e^{0,25 \cdot 1,03} \cdot 147045 + 27,46 \cdot 9,81 \cdot 573 \cdot 0,88 \cdot [\sin(26,47 + 2 \cdot 11,31) - \\ - e^{0,25 \cdot 1,03} \sin(86 + 2 \cdot 11,31)] = 125111,37 \text{ Н.}$$

Неуточненная длина:

$$L'_{01} = \frac{1}{m_{01}} \left(\frac{kF_{4H}}{gk_p k_{a6}} - m_{02} L_{02} \right) = \frac{1}{73,7} \left(\frac{1,175 \cdot 80000}{9,81 \cdot 0,88 \cdot 0,806} - 58,8 \cdot 24,9 \right) = 266,29 \text{ м.}$$

где m_{01} – масса погонного метра УБТ, кг/м;

k – коэффициент равный 1,175;

F_{4H} – усилие в участке начала добора кривизны ствола, Н;

m_{02} – масса погонного метра УБТ переходной ступени, кг/м;

L_{02} – длина свечи УБТ переходной ступени, м.

Количество свечей УБТ первой ступени:

$$n_{01} = \frac{266,29}{8,3} = 32,08 \approx 32 \text{ (чтобы было кратно свечам).}$$

Уточненная длина УБТ первой ступени:

$$L_{01} = 32 \cdot 8,3 = 265,6 \text{ м.}$$

Длина утяжеленной ступени:

$$L_{\text{утяж}} = L_{01} + L_{02} = 265,6 + 24,9 = 290,5 \text{ м.}$$

Масса утяжеленной ступени:

$$m_{\text{утяж}} = 265,6 \cdot 73,7 + 24,9 \cdot 58,8 = 21038,84 \text{ кг.}$$

Усилие, создаваемое утяжеленной ступенью:

$$G_0 = m_{\text{утяж}} \cdot g = 21038,84 \cdot 9,81 = 206391 \text{ Н.}$$

Длина бурильных труб к моменту окончания бурения:

$$L_{\text{бт}} = L_{\text{скв}} - L_{\text{утяж}} - L_{\text{кнбк}} = 3878,85 - 290,5 - 28,4 = 3559,95 \text{ м} \quad (2.33)$$

где $L_{\text{скв}}$ – длина скважины по стволу, м;

$L_{\text{утяж}}$ – длина утяжеленной ступени, м;

$L_{\text{кнбк}}$ – длина КНБК, м.

Расчет на прочность КБК из СБТ

Определение осевых растягивающих нагрузок от действия собственного веса и сил трения.

1. Горизонтальный участок

$$F_6 = (M_{\text{зд}} + m_{\text{пр}} l_{\Gamma}) g k_{\rho} k_a, \quad (2.34)$$

где $k_a = \cos a + f_6 \sin a = \cos 90 + 0,24 \sin 90 = 0,24$.

$$F_6 = (3516 + 27,46 \cdot 971,6) \cdot 9,81 \cdot 0,88 \cdot 0,24 = 62671,21 \text{ Н.}$$

2. Участок до набора зенитного угла (до ОК):

$$F_5 = e^{f \Delta a_4''} \cdot F_6 + [e^{f \Delta a_4''} \cdot \sin(a_{4k}'' - 2\gamma) - \sin(a_{4i}'' - 2\gamma)] m_{\text{пр}} g R_4 k_{\rho}, \quad (2.35)$$

где $\gamma = \arctg(f_{\text{сно}}) = \arctg(0,3) = 16,69$ град;

$\Delta a_4'' = 90 - 86 = 4$ град = 0,06 рад;

$$F_5 = e^{0,3 \cdot 0,06} \cdot 62671 + [e^{0,3 \cdot 0,06} \cdot \sin(90 - 2 \cdot 16,69) - \sin(86 - 2 \cdot 16,69)] \times \\ \times 27,46 \cdot 9,81 \cdot 573 \cdot 0,88 = 71151,053 \text{ Н.}$$

3. Участок донабора зенитного угла при контакте БТ с поверхностью ОК:

$$f_{\text{сно}} = 0,25;$$

$$\Delta a_4 = 86 - 26,47 = 59,53 \text{ град} = 1,03 \text{ рад};$$

$$\gamma = \arctg(f_{\text{сно}}) = \arctg(0,25) = 16,69 \text{ град};$$

$$F_4 = e^{0,25 \cdot 1,03} \cdot 71151 + [e^{0,25 \cdot 1,03} \cdot \sin(86 - 2 \cdot 16,69) - \sin(26,47 - 2 \cdot 16,69)] \times$$

$$\times 27,46 \cdot 9,81 \cdot 573 \cdot 0,88 = 246426,56 \text{ Н.}$$

4. Наклонно-прямолинейный участок:

$$F_3 = F_4 + [G_0 + m_{\text{пр}}(l_3 - l_{\text{утяж}})] \cdot k_{\rho} \cdot k_a, \quad (2.36)$$

где $k_a = \cos 26,47 + 0,2 \sin 26,47 = 0,9843$;

$$F_3 = 246426,56 + [206391 + 27,46(1257 - 290)] \cdot 0,88 \cdot 0,9843 = 448198,56 \text{ Н.}$$

5. Участок набора зенитного угла:

$$\Delta a_2 = 26,47 - 0 = 26,47 \text{ град} = 0,4619 \text{ рад};$$

$$F_2 = e^{0,25 \cdot 0,4619} \cdot 448543 + [e^{0,25 \cdot 0,4619} \cdot \sin(26,47 - 2 \cdot 11,31) - \sin(0 - 2 \cdot 11,31)] \cdot 27,46 \cdot 9,81 \cdot 382 \cdot 0,88 = 531868,64 \text{ Н.}$$

6. Вертикальный участок:

$$F_1 = F_2 + m_{\text{пр}} \cdot l_1 \cdot g \cdot k_{\rho}; \quad (2.37)$$

$$F_1 = 531868 + 27,46 \cdot 810 \cdot 9,81 \cdot 0,88 = 724218 \text{ Н.}$$

Определение осевых растягивающих нагрузок от действия внутреннего избыточного давления.

1. Расчет потерь давления в СБТ

Площадь поперечного сечения проточного канала СБТ:

$$S_{\text{сбт}} = \frac{\pi d_1^2}{4}, \quad (2.38)$$

$$S_{\text{сбт}} = \frac{\pi \cdot (61,9 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 3,009 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Скорость течения бурового раствора в трубах:

$$V = \frac{Q}{S_{\text{сбт}}}, \quad (2.39)$$

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{3,009 \cdot 10^{-3}} = 3,65 \text{ м/с.}$$

Обобщенный параметр Рейнольдса:

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{бпж}} - 7, \quad (2.40)$$

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 930 - 7 = 0,905 \text{ Па};$$

$$\eta = 0,004 \cdot \tau_0, \quad (2.41)$$

$$\eta = 0,004 \cdot 0,905 = 0,00362 \text{ Па} \cdot \text{с};$$

$$\text{Re}^* = \frac{V d_{01} \rho}{\eta \left[1 + \frac{d_{01} \tau_0}{6V\eta} \right]}, \quad (2.42)$$

$$\text{Re}^* = \frac{3,65 \cdot 61,9 \cdot 10^{-3} \cdot 930}{0,00362 \cdot [1 + \frac{61,9 \cdot 10^{-3} \cdot 0,905}{6 \cdot 3,65 \cdot 0,00362}]} = 34080.$$

Коэффициент гидросопротивлений:

$$\lambda_m = \frac{0,075}{\sqrt[8]{\text{Re}^*}}, \quad (2.43)$$

$$\lambda_m = \frac{0,075}{\sqrt[8]{34080}} = 0,0203.$$

Потери давления:

$$P_{\text{тр}01} = \frac{\lambda_m \rho V^2 L_{\text{убт}121}}{2d_{01}}, \quad (2.44)$$

$$P_{\text{тр}1} = \frac{0,0203 \cdot 930 \cdot 3,65^2 \cdot 3559,95}{2 \cdot 61,9 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6} = 7,27 \text{ МПа.}$$

2. Расчет потерь давления в УБТ121

Площадь поперечного сечения проточного канала УБТ по (2.38):

$$S_{01} = \frac{\pi \cdot (51 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 2,042 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Скорость течения бурового раствора в трубах по (2.39):

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{2,042 \cdot 10^{-3}} = 5,38 \text{ м/с.}$$

Обобщенный параметр Рейнольдса по (2.40–2.42):

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 930 - 7 = 0,905 \text{ Па;}$$

$$\eta = 0,004 \cdot 0,905 = 0,00362 \text{ Па} \cdot \text{с;}$$

$$\text{Re}^* = \frac{5,38 \cdot 51 \cdot 10^{-3} \cdot 930}{0,00362 \cdot [1 + \frac{51 \cdot 10^{-3} \cdot 0,905}{6 \cdot 5,38 \cdot 0,00362}]} = 50587.$$

Коэффициент гидросопротивлений по (2.43):

$$\lambda_m = \frac{0,075}{\sqrt[8]{50587}} = 0,0193.$$

Потери давления по (2.44):

$$P_{\text{тр}01} = \frac{0,0193 \cdot 930 \cdot 5,38^2 \cdot 265,6}{2 \cdot 51 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6} = 1,35 \text{ МПа.}$$

3. Расчет потерь давления в УБТ108

Площадь поперечного сечения проточного канала УБТ по (2.38):

$$S_{02} = \frac{\pi \cdot (51 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 2,042 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Скорость течения бурового раствора в трубах по (2.39):

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{2,042 \cdot 10^{-3}} = 5,38 \text{ м/с.}$$

Обобщенный параметр Рейнольдса по (2.40–2.42):

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 930 - 7 = 0,905 \text{ Па;}$$

$$\eta = 0,004 \cdot 0,905 = 0,00362 \text{ Па} \cdot \text{с;}$$

$$\text{Re}^* = \frac{5,38 \cdot 51 \cdot 10^{-3} \cdot 930}{0,00362 \cdot [1 + \frac{51 \cdot 10^{-3} \cdot 0,905}{6 \cdot 5,38 \cdot 0,00362}]} = 50587.$$

Коэффициент гидросопротивлений по (2.43):

$$\lambda_m = \frac{0,075}{\sqrt[8]{50587}} = 0,0193$$

Потери давления по (2.44):

$$P_{\text{тр}02} = \frac{0,0193 \cdot 930 \cdot 5,38^2 \cdot 24,9}{2 \cdot 51 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6} = 0,127 \text{ МПа.}$$

4. Суммарные потери давления внутри труб:

$$P_{\text{тр}} = P_{\text{тр}1} + P_{\text{тр}01} + P_{\text{тр}02} + P_{\text{зд}} + P_{\text{дол}}, \quad (2.45)$$

$$P_{\text{тр}} = 7,27 + 1,35 + 0,127 + 5 + 2,5 = 16,25 \text{ МПа.}$$

5. Потери давления в кольцевом пространстве СБТ

Кольцевое пространство СБТ состоит из двух участков: обсаженного колонной с внутренним диаметром $D_{c1} = 160$ мм и открытого с диаметром $D_{c2} = 1,05 \cdot 155,6 = 163,38$ мм и протяженностью $L_{11} = 2838,85$ м и $L_{12} = 1040$ м, тогда средний диаметр скважины:

$$D_c = \frac{D_{c1}L_{11} + D_{c2}L_{12}}{L_{11} + L_{12}}, \quad (2.46)$$

$$D_c = \frac{161,6 \cdot 2838,85 + 163,38 \cdot 1040}{2838,85 + 1040} = 160,90 \text{ мм.}$$

Гидравлические диаметры в этих интервалах соответственно:

$$D_{r1} = d_{\text{ок}} - D_1 = 160 - 101,6 = 58,4 \text{ мм;}$$

$$D_{r2} = D_{c2} - D_1 = 163,38 - 101,6 = 61,78 \text{ мм;}$$

$$D_r = \frac{D_{r1}L_{11} + D_{r2}L_{12}}{L_{11} + L_{12}} = \frac{58,4 \cdot 2838,85 + 61,78 \cdot 1040}{2838,85 + 1040} = 59,31 \text{ мм.}$$

Площади сечения кольцевого пространства в этих интервалах:

$$S_{\text{кп}11} = \frac{\pi}{4} (D_{c1}^2 - D_1^2) = \frac{\pi}{4} (0,160^2 - 0,1016^2) = 0,0119 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{кп}12} = \frac{\pi}{4} (D_{c2}^2 - D_1^2) = \frac{\pi}{4} (0,16338^2 - 0,1016^2) = 0,0128 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{кп}} = \frac{S_{\text{кп11}}L_{11} + S_{\text{кп12}}L_{12}}{L_{11} + L_{12}}, \quad (2.47)$$

$$S_{\text{кп}} = \frac{0,0119 \cdot 2838,85 + 0,0128 \cdot 1040}{2838,85 + 1040} = 0,0122 \text{ м}^2.$$

Гидравлические расчеты кольцевого пространства по следующим ниже формулам (2.39–2.44):

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{0,0122} = 0,89 \text{ м/с};$$

$$\text{Re}^* = \frac{0,89 \cdot 0,059 \cdot 930}{0,00362 \left[1 + \frac{0,059 \cdot 0,905}{6 \cdot 0,89 \cdot 0,00362} \right]} = 3657;$$

$$\lambda = \frac{0,075}{\sqrt[3]{3657}} = 0,0268;$$

$$P_{\text{кп1}} = \frac{0,0268 \cdot 930 \cdot 0,87^2 \cdot 3559,95}{2 \cdot 0,059 \cdot 10^6} = 0,66 \text{ МПа}.$$

6. Потери давления за УБТ121 по (2.38–2.44)

$$D_{\text{г01}} = 0,160 - 0,121 = 0,039 \text{ м};$$

$$S_{\text{кп01}} = \frac{\pi}{4} (0,160^2 - 0,121^2) = 0,0086 \text{ м}^2;$$

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{0,0086} = 1,28 \text{ м/с};$$

$$\text{Re}^* = \frac{1,28 \cdot 0,039 \cdot 930}{0,00362 \left[1 + \frac{0,039 \cdot 0,905}{6 \cdot 1,28 \cdot 0,00362} \right]} = 5637;$$

$$\lambda = \frac{0,075}{\sqrt[3]{5637}} = 0,0254;$$

$$P_{\text{кп01}} = \frac{0,0254 \cdot 930 \cdot 1,28^2 \cdot 265,6}{2 \cdot 0,069 \cdot 10^6} = 0,131 \text{ МПа}.$$

7. Потери давления за УБТ108 по (2.38–2.44):

$$D_{\text{г02}} = 0,160 - 0,108 = 0,052 \text{ м};$$

$$S_{\text{кп02}} = \frac{\pi}{4} (0,160^2 - 0,108^2) = 0,0109 \text{ м}^2;$$

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{0,0109} = 1,004 \text{ м/с};$$

$$\text{Re}^* = \frac{1,004 \cdot 0,052 \cdot 930}{0,00362 \left[1 + \frac{0,052 \cdot 0,905}{6 \cdot 1,004 \cdot 0,00362} \right]} = 4254;$$

$$\lambda = \frac{0,075}{\sqrt[3]{4254}} = 0,0263;$$

$$P_{\text{кп02}} = \frac{0,0263 \cdot 930 \cdot 1,004^2 \cdot 24,9}{2 \cdot 0,052 \cdot 10^6} = 0,0059 \text{ МПа}.$$

8. Потери давления в кольцевом пространстве:

$$P_{\text{кп}} = P_{\text{кп1}} + P_{\text{кп01}} + P_{\text{кп02}}, \quad (2.48)$$

$$P_{\text{кп}} = P_{\text{кп1}} + P_{\text{кп01}} + P_{\text{кп02}} = 0,66 + 0,131 + 0,0059 = 0,79 \text{ МПа.}$$

9. Давление на устье:

$$P_y = P_{\text{тр}} + P_{\text{кп}}, \quad (2.49)$$

$$P_y = P_{\text{тр}} + P_{\text{кп}} = 16,25 + 0,79 = 17,05 \text{ МПа.}$$

Расчет растягивающих напряжений.

1. Потери давлений на единицу трубного пространства:

$$\Delta p_{\text{тр}} = \frac{7,27 \cdot 10^6}{3559,95} = 2042 \text{ Па/м;}$$

$$S_{\text{сбт}} = \frac{\pi}{4} (0,1016^2 - 0,0619^2) = 5,097 \cdot 10^{-3} \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{Г0}} = (P_y - P_{\text{кп}}) S_{\text{сбт}}, \quad (2.50)$$

$$F_{\text{Г0}} = (17,05 - 0,79) \cdot 10^6 \cdot 5,097 \cdot 10^{-3} = 82880 \text{ Н;}$$

$$F_{\text{Г1}} = [17,05 \cdot 10^6 - (0,79 \cdot 10^6 + 2042 \cdot 810)] \cdot 5,097 \cdot 10^{-3} = 74447 \text{ Н.}$$

2. Напряжения растяжения:

$$\sigma_p = \frac{F_1 + F_{\text{Г0}}}{S_{\text{сбт}}}, \quad (2.51)$$

$$\text{– на устье } \sigma_p = \frac{724218 + 82880}{5,097 \cdot 10^{-3}} = 158 \text{ МПа}$$

$$\text{– на глубине 810 метров } \sigma_p = \frac{531868,64 + 74447}{5,097 \cdot 10^{-3}} = 118 \text{ МПа.}$$

3. Изгибающие напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{M_{\text{и}}}{W_0}. \quad (2.52)$$

4. Осевой момент сопротивления сечения трубы:

$$W_0 = \frac{\pi D_1^3}{32} \left(1 - \frac{d_1^4}{D_1^4} \right), \quad (2.53)$$

$$W_0 = \frac{\pi \cdot 0,1016^3}{32} \left(1 - \frac{0,0619^4}{0,1016^4} \right) = 8,87 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

5. Осевой момент инерции сечения труб:

$$I_0 = \frac{\pi D_1^4}{64} \left[1 - \left(\frac{d_1}{D_1} \right)^4 \right], \quad (2.54)$$

$$I_0 = \frac{\pi \cdot 0,1016^4}{64} \left[1 - \left(\frac{0,0619}{0,1016} \right)^4 \right] = 4,51 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

6. Для определения максимального изгибающего момента необходимо найти первую критическую нагрузку:

$$F_{кр1} = 384 \frac{EI_0 R_2 \Delta}{l_{тр}^4}, \quad (2.55)$$

где $\Delta = 0,5(D_{замка} - D_1) = 0,5(0,127 - 0,1016) = 0,0127$ м, модуль упругости первого рода для стали $E = 2,06 \cdot 10^{11}$ Па, длина трубы $l_{тр} = 8,3$ м.

$$F_{кр1} = 384 \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,51 \cdot 10^{-6} \cdot 382 \cdot 0,0127}{8,3^4} = 364683 \text{ Н.}$$

7. Наибольшая растягивающая нагрузка в интервале набора зенитного угла составляет $F_2 = 494986$ Н, что больше, чем $F_{кр1}$, поэтому необходимо найти вторую критическую нагрузку:

$$F_{кр2} = 3F_{кр1} = 3 \cdot 364683 = 1094049,$$

$$F_{кр1} < F_2 < F_{кр2}.$$

Следовательно, максимальный изгибающий момент находится как:

$$M_{и \max} = \frac{EI_0}{R_2} + \frac{24EI_0 \delta}{l_{тр}^2} + \frac{F_2 l_{тр}^2}{48R_2}, \quad (2.56)$$

$$M_{и \max} = \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,51 \cdot 10^{-6}}{382} + \\ + \frac{24 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,51 \cdot 10^{-6} \cdot 0,01985}{8,3^2} + \frac{494986 \cdot 8,3^2}{48 \cdot 382} = 8540 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

$$\delta = 0,5 \cdot (0,1016 - 0,0619) = 0,01985;$$

$$\sigma_{и} = \frac{8540}{8,87 \cdot 10^{-5}} = 96 \text{ МПа.}$$

8. Результирующие напряжения в точке начала искривления скважины:

$$\sigma_{рез} = \sigma_{p810} + \sigma_{и}, \quad (2.57)$$

$$\sigma_{рез} = 118 + 96 = 215 \text{ МПа.}$$

9. Коэффициент запаса прочности:

$$k_{зп} = \frac{\sigma_m}{\sigma_{рез}}, \quad (2.58)$$

где $\sigma_m = 921$ МПа для стальных труб СБТ-102 группы прочности S-135;

$$k_{зп} = \frac{921}{215} = 4,28, \quad k_{зп} > [k], \quad [k] = 1,40.$$

Расчет на прочность КБК из ЛБТ

Определение осевых растягивающих нагрузок от действия собственного веса и сил трения:

$$m_{\text{пр}} = 9,2 \text{ кг/м,}$$

$$k_{\rho} = 1 - \frac{930}{3090} = 0,69.$$

1. Горизонтальный участок по (2.34):

$$k_a = \cos 90 + 0,24 \sin 90 = 0,24;$$

$$F_6 = (3516 + 9,2 \cdot 971,6) \cdot 9,81 \cdot 0,69 \cdot 0,24 = 20497,90 \text{ Н.}$$

2. Участок до набора зенитного угла (до ОК) по (2.35):

$$\gamma = \text{arctg}(0,3) = 16,69 \text{ град;}$$

$$\Delta a_4'' = 90 - 86 = 4 \text{ град} = 0,06 \text{ рад;}$$

$$F_5 = e^{0,3 \cdot 0,06} \cdot 20497,90 + [e^{0,3 \cdot 0,06} \cdot \sin(90 - 2 \cdot 16,69) - \sin(86 - 2 \cdot 16,69)] \times \\ \times 9,2 \cdot 9,81 \cdot 573 \cdot 0,69 = 22815,78 \text{ Н.}$$

3. Участок донабора зенитного угла при контакте БТ с поверхностью ОК:

$$f_{\text{спо}} = 0,2;$$

$$\Delta a_4 = 86 - 26,47 = 59,53 \text{ град} = 0,86 \text{ рад;}$$

$$\gamma = \text{arctg}(0,2) = 11,31 \text{ град;}$$

$$F_4 = e^{0,2 \cdot 0,86} \cdot 2815 + [e^{0,2 \cdot 0,86} \cdot \sin(86 - 2 \cdot 11,31) - \sin(26,47 - 2 \cdot 11,31)] \times \\ \times 9,2 \cdot 9,81 \cdot 573 \cdot 0,69 = 0489,76 \text{ Н.}$$

4. Наклонно-прямолинейный участок по (2.36):

$$k_a = \cos 26,47 + 0,2 \sin 26,47 = 0,9843;$$

$$F_3 = 70489,76 + [206391 + 9,2(1257,08 - 290,5)] \cdot 0,69 \cdot 0,9843 = 255694,1 \text{ Н.}$$

5. Участок набора зенитного угла

$$\Delta a_2 = 26,47 - 0 = 26,47 \text{ град} = 0,4619 \text{ рад;}$$

$$F_2 = e^{0,2 \cdot 0,4619} \cdot 255694,1 + [e^{0,2 \cdot 0,4619} \cdot \sin(26,47 - 2 \cdot 11,31) - \\ - \sin(0 - 2 \cdot 11,31)] \cdot 9,2 \cdot 9,81 \cdot 382 \cdot 0,69 = 291047,46 \text{ Н.}$$

6. Вертикальный участок по (2.37):

$$F_1 = 291047 + 9,2 \cdot 810 \cdot 9,81 \cdot 0,69 = 342149 \text{ Н.}$$

Определение осевых растягивающих нагрузок от действия внутреннего избыточного давления.

1. Расчет потерь давления в ЛБТ по (2.38–2.44)

Площадь поперечного сечения проточного канала ЛБТ:

$$S_{\text{ЛБТ}} = \frac{\pi \cdot (85 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 5,674 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Скорость течения бурового раствора в трубах:

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{5,674 \cdot 10^{-3}} = 1,93 \text{ м/с.}$$

Обобщенный параметр Рейнольдса:

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 930 - 7 = 0,905 \text{ Па;}$$

$$\eta = 0,004 \cdot 0,905 = 0,00362 \text{ Па} \cdot \text{с;}$$

$$\text{Re}^* = \frac{1,93 \cdot 85 \cdot 10^{-3} \cdot 930}{0,00362 \cdot [1 + \frac{85 \cdot 10^{-3} \cdot 0,905}{6 \cdot 1,93 \cdot 0,00362}]} = 14973.$$

Коэффициент гидросопротивлений:

$$\lambda_m = \frac{0,075}{\sqrt[8]{14973}} = 0,0225.$$

Потери давления:

$$P_{\text{тр1}} = \frac{0,0225 \cdot 930 \cdot 1,93^2 \cdot 3559,95}{2 \cdot 85 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6} = 1,65 \text{ МПа.}$$

2. Расчет потерь давления в УБТ121 по (2.38–2.44)

Площадь поперечного сечения проточного канала УБТ:

$$S_{01} = \frac{\pi \cdot (51 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 2,042 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Скорость течения бурового раствора в трубах:

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{2,042 \cdot 10^{-3}} = 5,38 \text{ м/с.}$$

Обобщенный параметр Рейнольдса:

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 930 - 7 = 0,905 \text{ Па;}$$

$$\eta = 0,004 \cdot 0,905 = 0,00362 \text{ Па} \cdot \text{с;}$$

$$\text{Re}^* = \frac{5,38 \cdot 51 \cdot 10^{-3} \cdot 930}{0,00362 \cdot [1 + \frac{51 \cdot 10^{-3} \cdot 0,905}{6 \cdot 5,38 \cdot 0,00362}]} = 50587.$$

Коэффициент гидросопротивлений:

$$\lambda_m = \frac{0,075}{\sqrt[8]{50531}} = 0,0193.$$

Потери давления:

$$P_{\text{тр}01} = \frac{0,0193 \cdot 930 \cdot 5,38^2 \cdot 265,6}{2 \cdot 51 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6} = 1,35 \text{ МПа.}$$

3. Расчет потерь давления в УБТ108 по формулам (2.38–2.44)

Площадь поперечного сечения проточного канала УБТ:

$$S_{02} = \frac{\pi \cdot (51 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 2,042 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Скорость течения бурового раствора в трубах:

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{2,042 \cdot 10^{-3}} = 5,38 \text{ м/с.}$$

Обобщенный параметр Рейнольдса:

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 930 - 7 = 0,905 \text{ Па;}$$

$$\eta = 0,004 \cdot 0,905 = 0,00362 \text{ Па} \cdot \text{с;}$$

$$\text{Re}^* = \frac{5,38 \cdot 51 \cdot 10^{-3} \cdot 930}{0,00362 \cdot [1 + \frac{51 \cdot 10^{-3} \cdot 0,905}{6 \cdot 5,38 \cdot 0,00362}]} = 50587.$$

Коэффициент гидросопротивлений:

$$\lambda_m = \frac{0,075}{\sqrt[8]{50587}} = 0,0193.$$

Потери давления:

$$P_{\text{тр}02} = \frac{0,0193 \cdot 930 \cdot 5,38^2 \cdot 24,9}{2 \cdot 51 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6} = 0,127 \text{ МПа.}$$

4. Суммарные потери давления внутри труб по (2.45):

$$P_{\text{тр}} = 1,65 + 1,35 + 0,127 + 5 + 2,5 = 10,63 \text{ МПа.}$$

5. Потери давления в кольцевом пространстве ЛБТ по (2.46)

Кольцевое пространство ЛБТ состоит из двух участков: обсаженного колонной с внутренним диаметром $D_{c1} = 160$ мм и открытого с диаметром $D_{c2} = 1,05 \cdot 155,6 = 163,38$ мм и протяженностью $L_{11} = 2838,85$ м и $L_{12} = 1040$ м, тогда средний диаметр скважины:

$$D_c = \frac{161,6 \cdot 2838,85 + 163,38 \cdot 1040}{2838,85 + 1040} = 160,90 \text{ мм.}$$

Гидравлические диаметры в этих интервалах соответственно:

$$D_{r1} = 160,90 - 103 = 57 \text{ мм;}$$

$$D_{r2} = 163,38 - 103 = 60,38 \text{ мм};$$

$$D_r = \frac{57 \cdot 2838,85 + 60,38 \cdot 1040}{2838,85 + 1040} = 57,90 \text{ мм}.$$

Площади сечения кольцевого пространства в этих интервалах по (2.47):

$$S_{\text{кп11}} = \frac{\pi}{4} (0,160^2 - 0,103^2) = 0,0117 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{кп12}} = \frac{\pi}{4} (0,16338^2 - 0,103^2) = 0,0128 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{кп}} = \frac{0,0117 \cdot 2838,85 + 0,0128 \cdot 1040}{2838,85 + 1040} = 0,0120 \text{ м}^2.$$

Гидравлические расчеты кольцевого пространства по (2.38–2.44):

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{0,0120} = 0,91 \text{ м/с};$$

$$Re^* = \frac{0,91 \cdot 0,0579 \cdot 930}{0,00362 \left[1 + \frac{0,0579 \cdot 0,905}{6 \cdot 0,91 \cdot 0,00362} \right]} = 3720;$$

$$\lambda = \frac{0,075}{\sqrt[8]{3720}} = 0,0268;$$

$$P_{\text{кп1}} = \frac{0,0268 \cdot 930 \cdot 0,90^2 \cdot 3559,95}{2 \cdot 0,0579 \cdot 10^6} = 0,69 \text{ МПа}.$$

6. Потери давления за УБТ121 по (2.38–2.45):

$$D_{r01} = 0,160 - 0,121 = 0,039 \text{ м};$$

$$S_{\text{кп01}} = \frac{\pi}{4} (0,160^2 - 0,121^2) = 0,0086 \text{ м}^2;$$

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{0,0086} = 1,28 \text{ м/с};$$

$$Re^* = \frac{1,28 \cdot 0,039 \cdot 930}{0,00362 \left[1 + \frac{0,039 \cdot 0,905}{6 \cdot 1,28 \cdot 0,00362} \right]} = 5637;$$

$$\lambda = \frac{0,075}{\sqrt[8]{5637}} = 0,0254;$$

$$P_{\text{кп01}} = \frac{0,0254 \cdot 930 \cdot 1,28^2 \cdot 265,6}{2 \cdot 0,039 \cdot 10^6} = 0,131 \text{ МПа}.$$

7. Потери давления за УБТ108 по (2.38–2.44):

$$D_{r02} = 0,160 - 0,108 = 0,052 \text{ м};$$

$$S_{\text{кп02}} = \frac{\pi}{4} (0,160^2 - 0,108^2) = 0,0109 \text{ м}^2;$$

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{0,0109} = 1,004 \text{ м/с};$$

$$Re^* = \frac{1,004 \cdot 0,052 \cdot 930}{0,00362 \left[1 + \frac{0,052 \cdot 0,905}{6 \cdot 1,004 \cdot 0,00362} \right]} = 4254;$$

$$\lambda = \frac{0,075}{\sqrt[8]{4254}} = 0,0263;$$

$$P_{\text{кп02}} = \frac{0,0263 \cdot 930 \cdot 1,004^2 \cdot 24,9}{2 \cdot 0,052 \cdot 10^6} = 0,006 \text{ МПа.}$$

8. Потери давления в кольцевом пространстве по (2.48):

$$P_{\text{кп}} = 0,69 + 0,131 + 0,006 = 0,83 \text{ МПа.}$$

9. Давление на устье по (2.49):

$$P_y = 10,63 + 0,83 = 11,47 \text{ МПа.}$$

Расчет растягивающих напряжений

1. Потери давлений на единицу трубного пространства по (2.50):

$$\Delta p_{\text{тр}} = \frac{1,65 \cdot 10^6}{3559,95} = 463,56 \text{ Па/м;}$$

$$S_{\text{лбт}} = \frac{\pi}{4} (0,103^2 - 0,085^2) = 2,657 \cdot 10^{-3} \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{Г0}} = (11,47 - 0,83) \cdot 10^6 \cdot 2,657 \cdot 10^{-3} - 3 = 28272,48 \text{ Н;}$$

$$F_{\text{Г1}} = [11,47 \cdot 10^6 - (0,83 \cdot 10^6 + 463,56 \cdot 810)] \cdot 2,657 \cdot 10^{-3} = 27274,51 \text{ Н.}$$

2. Напряжения растяжения по (2.51):

$$\text{– на устье: } \sigma_p = \frac{342149 + 28272}{2,657 \cdot 10^{-3}} = 139 \text{ МПа;}$$

$$\text{– на глубине 810: } \sigma_p = \frac{291047,46 + 27274}{2,657 \cdot 10^{-3}} = 119 \text{ МПа.}$$

Определение изгибающих напряжений по (2.52–2.56).

3. Осевой момент сопротивления сечения трубы:

$$W_0 = \frac{\pi \cdot 0,103^3}{32} \left(1 - \frac{0,085^4}{0,103^4} \right) = 5,75 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

4. Осевой момент инерции сечения труб:

$$I_0 = \frac{\pi \cdot 0,103^4}{64} \left[1 - \left(\frac{0,085}{0,103} \right)^4 \right] = 2,96 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

5. Для определения максимального изгибающего момента необходимо определить первую критическую нагрузку по (2.55):

$$F_{\text{кр1}} = 384 \frac{0,72 \cdot 10^{11} \cdot 2,96 \cdot 10^{-6} \cdot 382 \cdot 0,012}{8,3^4} = 79112 \text{ Н,}$$

где $\Delta = 0,5(0,127 - 0,103) = 0,012 \text{ м}$, модуль упругости первого рода для стали $E = 0,72 \cdot 10^{11} \text{ Па}$, длина трубы $l_{\text{тр}} = 8,3 \text{ м}$.

Наибольшая растягивающая нагрузка в интервале набора зенитного угла составляет $F_2 = 291047$ Н, что больше, чем $F_{кр1}$, поэтому найдем вторую критическую нагрузку:

$$F_{кр2} = 3 \cdot 79112 = 237337 \text{ Н}, \quad F_{кр1} < F_2 < F_{кр2}.$$

Следовательно, максимальный изгибающий момент:

$$\begin{aligned} M_{и \max} &= \frac{EI_0}{R_2} \left(1 + \sqrt{\frac{F_p R_2 \Delta}{EI_0}} \right) = \frac{0,72 \cdot 10^{11} \cdot 2,96 \cdot 10^{-6}}{382} \times \\ &\times \left(1 + \sqrt{\frac{291047 \cdot 382 \cdot 0,012}{0,72 \cdot 10^{11} \cdot 2,96 \cdot 10^{-6}}} \right) = 1383,95 \text{ Н} \cdot \text{м}, \\ \delta &= 0,5 \cdot (0,103 - 0,085) = 0,009. \end{aligned}$$

Изгибающие напряжения определяются:

$$\sigma_{и} = \frac{1383,95}{5,75 \cdot 10^{-5}} = 24 \text{ МПа}.$$

6. Результирующие напряжения в точке начала искривления скважины по (2.57):

$$\sigma_{рез} = 119 + 24 = 146 \text{ МПа}.$$

7. Коэффициент запаса прочности по (2.58).

$$k_{зп} = \frac{\sigma_m}{\sigma_{рез}} = \frac{323}{146} = 2,25, \quad k_{зп} > [k], \quad [k] = 1,40,$$

где $\sigma_m = 323$ МПа для стальных труб СБТ-102 группы прочности Д16Т.

Расчет на прочность комбинированной КБК из СБТ и ЛБТ

Определение осевых растягивающих нагрузок от действия собственного веса и сил трения.

1. Горизонтальный участок по (2.34):

$$k_a = \cos 90 + 0,24 \sin 90 = 0,24;$$

$$F_6 = (3516 + 9,2 \cdot 971,6) \cdot 9,81 \cdot 0,69 \cdot 0,24 = 20497,90 \text{ Н}.$$

2. Участок до набора зенитного угла (до ОК) по (2.35):

$$\gamma = \arctg(f_{сно}) = \arctg(0,3) = 16,69 \text{ град};$$

$$\Delta a_4'' = 90 - 86 = 4 \text{ град} = 0,06 \text{ рад};$$

$$F_5 = e^{0,3 \cdot 0,06} \cdot 20497,90 + [e^{0,3 \cdot 0,06} \cdot \sin(90 - 2 \cdot 16,69) - \sin(86 - 2 \cdot 16,69)] \times$$

$$\times 9,2 \cdot 9,81 \cdot 573 \cdot 0,69 = 22815,78 \text{ Н.}$$

3. Участок донабора зенитного угла по (2.36) при контакте БТ с поверхностью ОК:

$$f_{\text{спо}} = 0,2;$$

$$\Delta a_4 = 86 - 26,47 = 59,53 \text{ град} = 0,86 \text{ рад};$$

$$\gamma = \text{arctg}(0,25) = 11,31 \text{ град};$$

$$F_4 = e^{0,2 \cdot 0,86} \cdot 22815,78 + [e^{0,2 \cdot 0,86} \cdot \sin(86 - 2 \cdot 11,31) - \sin(26,47 - 2 \cdot 11,31)] \times \\ \times 9,2 \cdot 9,81 \cdot 573 \cdot 0,69 = 70489,75 \text{ Н.}$$

4. Наклонно-прямолинейный участок по (2.36):

$$k_a = \cos 26,47 + 0,25 \sin 26,47 = 0,9843;$$

$$F_3 = 70489 + [206391 + 9,2(1257,08 - 290,5)] \cdot 0,88 \cdot 0,9843 = 308285,004 \text{ Н.}$$

5. Участок набора зенитного угла:

$$\Delta a_2 = 26,47 - 0 = 26,47 \text{ град} = 0,4619 \text{ рад};$$

$$F_2 = e^{0,2 \cdot 0,4619} \cdot 308285 + [e^{0,2 \cdot 0,4619} \cdot \sin(26,47 - 2 \cdot 11,31) - \\ - \sin(0 - 2 \cdot 11,31)] \cdot 27,46 \cdot 9,81 \cdot 382 \cdot 0,88 = 378033,38 \text{ Н.}$$

6. Вертикальный участок по (2.37):

$$F_1 = 378033 + 27,46 \cdot 810 \cdot 9,81 \cdot 0,88 = 570382,86 \text{ Н.}$$

Определение осевых растягивающих нагрузок от действия внутреннего избыточного давления.

1. Расчет потерь давления в КБК по (2.38–2.44).

Площадь поперечного сечения проточного канала КБК:

$$S_{\text{сбт}} = \frac{\pi \cdot (61,9 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 3,009 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{лбт}} = \frac{\pi \cdot (85 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 5,674 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Скорость течения бурового раствора в трубах:

$$V_{\text{сбт}} = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{3,009 \cdot 10^{-3}} = 3,65 \text{ м/с};$$

$$V_{\text{лбт}} = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{5,647 \cdot 10^{-3}} = 1,94 \text{ м/с.}$$

Обобщенный параметр Рейнольдса:

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 930 - 7 = 0,905 \text{ Па};$$

$$\eta = 0,004 \cdot 0,905 = 0,00362 \text{ Па}\cdot\text{с};$$

$$\text{Re}_{\text{сбт}}^* = \frac{3,65 \cdot 61,9 \cdot 10^{-3} \cdot 930}{0,00362 \cdot [1 + \frac{61,9 \cdot 10^{-3} \cdot 0,905}{6 \cdot 3,65 \cdot 0,00362}]} = 34080;$$

$$\text{Re}_{\text{лбт}}^* = \frac{1,93 \cdot 85 \cdot 10^{-3} \cdot 930}{0,00362 \cdot [1 + \frac{85 \cdot 10^{-3} \cdot 0,905}{6 \cdot 1,93 \cdot 0,00362}]} = 14973.$$

Коэффициент гидросопротивлений:

$$\lambda_{\text{мсбт}} = \frac{0,075}{\sqrt[8]{34080}} = 0,0203.$$

$$\lambda_{\text{млбт}} = \frac{0,075}{\sqrt[8]{14973}} = 0,0225.$$

Потери давления:

$$P_{\text{тр.сбт}} = \frac{0,0203 \cdot 930 \cdot 3,65^2 \cdot 1953}{2 \cdot 61,9 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6} = 3,98 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{тр.лбт}} = \frac{0,0225 \cdot 930 \cdot 1,93^2 \cdot 1635,3}{2 \cdot 85 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6} = 0,75 \text{ МПа}.$$

2. Расчет потерь давления в УБТ121 по (2.38–2.44)

Площадь поперечного сечения проточного канала УБТ:

$$S_{01} = \frac{\pi \cdot (51 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 2,042 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Скорость течения бурового раствора в трубах:

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{2,042 \cdot 10^{-3}} = 5,38 \text{ м/с}.$$

Обобщенный параметр Рейнольдса:

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 930 - 7 = 0,905 \text{ Па};$$

$$\eta = 0,004 \cdot 0,905 = 0,00362 \text{ Па}\cdot\text{с};$$

$$\text{Re}^* = \frac{5,38 \cdot 51 \cdot 10^{-3} \cdot 930}{0,00362 \cdot [1 + \frac{51 \cdot 10^{-3} \cdot 0,905}{6 \cdot 5,38 \cdot 0,00362}]} = 50587.$$

Коэффициент гидросопротивлений:

$$\lambda_m = \frac{0,075}{\sqrt[8]{50531}} = 0,0193.$$

Потери давления:

$$P_{\text{тр01}} = \frac{0,0193 \cdot 930 \cdot 5,38^2 \cdot 265,6}{2 \cdot 51 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6} = 1,35 \text{ МПа}.$$

3. Расчет потерь давления в УБТ108 по (2.38–2.44)

Площадь поперечного сечения проточного канала УБТ:

$$S_{02} = \frac{\pi \cdot (51 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 2,042 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Скорость течения бурового раствора в трубах:

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{2,042 \cdot 10^{-3}} = 5,38 \text{ м/с.}$$

Обобщенный параметр Рейнольдса:

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 930 - 7 = 0,905 \text{ Па;}$$

$$\eta = 0,004 \cdot 0,905 = 0,00362 \text{ Па} \cdot \text{с;}$$

$$\text{Re}^* = \frac{5,38 \cdot 51 \cdot 10^{-3} \cdot 930}{0,00362 \cdot [1 + \frac{51 \cdot 10^{-3} \cdot 0,905}{6 \cdot 5,38 \cdot 0,00362}]} = 50587.$$

Коэффициент гидросопротивлений:

$$\lambda_m = \frac{0,075}{\sqrt[8]{50587}} = 0,0193.$$

Потери давления:

$$P_{\text{тр}02} = \frac{0,0193 \cdot 930 \cdot 5,38^2 \cdot 24,9}{2 \cdot 51 \cdot 10^{-3} \cdot 10^6} = 0,127 \text{ МПа.}$$

4. Суммарные потери давления внутри труб по (2.45):

$$P_{\text{тр}} = 3,98 + 0,75 + 1,35 + 0,127 + 5 + 2,5 = 13,73 \text{ МПа.}$$

5. Потери давления в кольцевом пространстве КБК по (2.46).

Кольцевое пространство КБК состоит из двух участков: обсаженного колонной с внутренним диаметром $D_{c1} = 160$ мм и открытого с диаметром $D_{c2} = 1,05 \cdot 155,6 = 163,38$ мм и протяженностью $L_{11} = 2838,85$ м и $L_{12} = 1040$ м, тогда средний диаметр скважины:

$$D_c = \frac{160 \cdot 2838,85 + 163,38 \cdot 1040}{2838,85 + 1040} = 160,90 \text{ мм.}$$

Гидравлические диаметры в этих интервалах соответственно:

$$D_{r1} = 160 - 101,6 = 58,4 \text{ мм;}$$

$$D_{r2} = 163,38 - 103 = 60,38 \text{ мм;}$$

$$D_r = \frac{58,4 \cdot 2838,85 + 60,38 \cdot 1040}{2838,85 + 1040} = 58,93 \text{ мм.}$$

Площади сечения кольцевого пространства в этих интервалах по (2.47):

$$S_{\text{кп}11} = \frac{\pi}{4} (0,160^2 - 0,1016^2) = 0,0119 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{кп}12} = \frac{\pi}{4} (0,16338^2 - 0,103^2) = 0,0126 \text{ м}^2;$$

$$S_{\text{кп}} = \frac{0,0119 \cdot 2838,85 + 0,0126 \cdot 1040}{2838,85 + 1040} = 0,0121 \text{ м}^2.$$

Гидравлические расчеты кольцевого пространства по (2.38–2.44):

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{0,0121} = 0,90 \text{ м/с};$$

$$\text{Re}_{\text{кбк}}^* = \frac{0,90 \cdot 0,05893 \cdot 930}{0,00362 \left[1 + \frac{0,05893 \cdot 0,905}{6 \cdot 0,90 \cdot 0,00362} \right]} = 3682;$$

$$\lambda = \frac{0,075}{\sqrt[8]{3682}} = 0,0268;$$

$$P_{\text{кп1}} = \frac{0,0268 \cdot 930 \cdot 0,90^2 \cdot 3559,95}{2 \cdot 0,05893 \cdot 10^6} = 0,67 \text{ МПа}.$$

6. Потери давления за УБТ121 по формулам (2.38–2.45):

$$D_{\text{Г01}} = 0,160 - 0,121 = 0,039 \text{ м};$$

$$S_{\text{кп01}} = \frac{\pi}{4} (0,160^2 - 0,121^2) = 0,0086 \text{ м}^2;$$

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{0,0086} = 1,28 \text{ м/с};$$

$$\text{Re}^* = \frac{1,28 \cdot 0,039 \cdot 930}{0,00362 \left[1 + \frac{0,039 \cdot 0,905}{6 \cdot 1,28 \cdot 0,00362} \right]} = 5637;$$

$$\lambda = \frac{0,075}{\sqrt[8]{5637}} = 0,0254;$$

$$P_{\text{кп01}} = \frac{0,0254 \cdot 930 \cdot 1,28^2 \cdot 265,6}{2 \cdot 0,039 \cdot 10^6} = 0,131 \text{ МПа}.$$

7. Потери давления за УБТ108 по (2.38–2.44):

$$D_{\text{Г02}} = 0,160 - 0,108 = 0,052 \text{ м};$$

$$S_{\text{кп02}} = \frac{\pi}{4} (0,160^2 - 0,108^2) = 0,0109 \text{ м}^2;$$

$$V = \frac{11 \cdot 10^{-3}}{0,0109} = 1,004 \text{ м/с};$$

$$\text{Re}^* = \frac{1,004 \cdot 0,052 \cdot 930}{0,00362 \left[1 + \frac{0,052 \cdot 0,905}{6 \cdot 1,004 \cdot 0,00362} \right]} = 4254;$$

$$\lambda = \frac{0,075}{\sqrt[8]{4254}} = 0,0263;$$

$$P_{\text{кп02}} = \frac{0,0263 \cdot 930 \cdot 1,004^2 \cdot 24,9}{2 \cdot 0,052 \cdot 10^6} = 0,006 \text{ МПа}.$$

8. Потери давления в кольцевом пространстве по (2.48):

$$P_{\text{кп}} = 0,67 + 0,131 + 0,005 = 0,81 \text{ МПа}.$$

9. Давление на устье по формуле (2.49).

$$P_y = 13,73 + 0,81 = 14,54 \text{ МПа.}$$

Расчет растягивающих напряжений

1. Потери давлений на единицу трубного пространства по (2.50):

$$\Delta p_{\text{тр}} = \frac{4,74 \cdot 10^6}{3559,95} = 2505 \text{ Па/м;}$$

$$S_{\text{сбт}} = \frac{\pi}{4} (0,1016^2 - 0,0619^2) = 5,097 \cdot 10^{-3} \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{Г0}} = (13,167 - 0,691) \cdot 10^6 \cdot 5,097 \cdot 10^{-3} = 70015 \text{ Н;}$$

$$F_{\text{Г1}} = [14,54 \cdot 10^6 - (0,81 \cdot 10^6 + 2505 \cdot 810)] \cdot 5,097 \cdot 10^{-3} = 61582 \text{ Н.}$$

2. Вычислим напряжения растяжения по (2.51):

$$\text{– на устье: } \sigma_p = \frac{570382 + 70015}{5,097 \cdot 10^{-3}} = 125 \text{ МПа;}$$

$$\text{– на глубине 810: } \sigma_p = \frac{378033 + 61582}{5,097 \cdot 10^{-3}} = 86 \text{ МПа.}$$

Определение изгибающих напряжений по (2.52–2.56)

3. Осевой момент сопротивления сечения трубы:

$$W_0 = \frac{\pi \cdot 0,1016^3}{32} \left(1 - \frac{0,0619^4}{0,1016^4} \right) = 8,87 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

4. Осевой момент инерции сечения труб:

$$I_0 = \frac{\pi \cdot 0,1016^4}{64} \left[1 - \left(\frac{0,0619}{0,1016} \right)^4 \right] = 4,51 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4.$$

5. Для определения максимального изгибающего момента необходимо определить первую критическую нагрузку.

$$F_{\text{кр1}} = 384 \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,51 \cdot 10^{-6} \cdot 382 \cdot 0,0127}{8,3^4} = 364683 \text{ Н.}$$

где $\Delta = 0,5(0,127 - 0,1016) = 0,0127 \text{ м}$, модуль упругости первого рода для стали $E = 2,06 \cdot 10^{11} \text{ Па}$, длина трубы $l_{\text{тр}} = 8,3 \text{ м}$.

Наибольшая растягивающая нагрузка в интервале набора зенитного угла составляет $F_2 = 378033 \text{ Н}$, что больше, чем $F_{\text{кр1}}$, но меньше $F_{\text{кр2}} = 1091050$.

Следовательно, максимальный изгибающий момент:

$$M_{\text{и max}} = \frac{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,51 \cdot 10^{-6}}{382} \times \\ \times \left(1 + \sqrt{\frac{378033 \cdot 382 \cdot 0,0127}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 4,51 \cdot 10^{-6}}} \right) = 7962,76 \text{ Н} \cdot \text{м;}$$

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{7962,76}{8,87 \cdot 10^{-5}} = 89 \text{ МПа.}$$

6. Вычисляем результирующие напряжения в точке начала искривления скважины по (2.56):

$$\sigma_{\text{рез}} = 86 + 89 = 175 \text{ МПа.}$$

7. Вычисляем коэффициент запаса прочности по формуле (2.58).

$$k_{\text{зп}} = \frac{\sigma_m}{\sigma_{\text{рез}}} = \frac{921}{175} = 5,24, \quad k_{\text{зп}} > [k], \quad [k] = 1,40,$$

где $\sigma_m = 921$ МПа для стальных труб СБТ-102 группы прочности S-135.

Обобщенные результаты расчетов на прочность КБК представлены в Таблицах 2.2–2.4.

Показано, что при бурении конечного интервала долотом диаметром 155,6 мм использование легкосплавных бурильных труб из алюминиевого сплава Д16Т в составе комбинированной колонны по сравнению со стальными обеспечивает наибольший запас прочности на растяжение при подъеме колонны и снижение значений основных параметров напряженно-деформированного состояния ее металла (Таблица 2.5). Обусловлено это тем, что при увеличении протяженности горизонтального участка, бурение таких скважин со стальной колонной вызывает затруднения, связанные с потерей продольной устойчивости труб и недоведением нагрузки до долота. При определенном соотношении длин труб, расположенных на горизонтальном и вертикальном участках скважины, а также их известном местоположении на участках с зенитным углом больше 60° предпочтительно использовать колонны из алюминиевых труб, а для обеспечения осевой нагрузки на долото – из стальных труб на вышележащих участках скважины.

Таблица 2.2 – Результаты расчета на прочность стальной БК поинтервально

Осевые растягивающие нагрузки от действия собственного веса и сил трения (рассчитанные от забоя к устью), формулы	Параметры
горизонтальный участок	$F_6 = 62671 \text{ Н}$
второй участок набора зенитного угла (до ОК)	$F_5 = 71151 \text{ Н}$
второй участок набора зенитного угла (далее БТ контактируют с поверхностью ОК)	$F_4 = 246426 \text{ Н}$
наклонно-прямолинейный участок	$F_3 = 448543 \text{ Н}$

продолжение Таблицы 2.2

первый участок набора зенитного угла	$F_2 = 531868 \text{ Н}$
вертикальный участок	$F_1 = 724218 \text{ Н}$
Определение осевых растягивающих нагрузок от действия внутреннего избыточного давления	
Суммарные потери давления внутри труб	$P_{\text{тр}} = 16,25 \text{ МПа}$
Потери давления в кольцевом пространстве	$P_{\text{кп}} = 0,79 \text{ МПа}$
Давление на устье	$P_y = 17,05 \text{ МПа}$
Определение растягивающих напряжений	
Напряжения растяжения на устье	$\sigma_p = 158 \text{ МПа}$
Напряжения растяжения на глубине 810	$\sigma_p = 118 \text{ МПа}$
Определение изгибающих напряжений	$\sigma_{\text{и}} = 96 \text{ МПа}$
Определение результирующих напряжений в точке начала искривления скважины	$\sigma_{\text{рез}} = 215 \text{ МПа}$
Определение коэффициента запаса прочности	$k_{\text{зп}} = \frac{921}{215} = 4,28,$ $k_{\text{зп}} > [k], [k] = 1,40$

Таблица 2.3 – Результаты расчета на прочность легкосплавной БК поинтервально

Осевые растягивающие нагрузки от действия собственного веса и сил трения (рассчитанные от забоя к устью), формулы	Параметры
горизонтальный участок	$F_6 = 20498 \text{ Н}$
второй участок набора зенитного угла (до ОК)	$F_5 = 22815 \text{ Н}$
второй участок набора зенитного угла. (далее бурильные трубы контактируют с поверхностью ОК)	$F_4 = 70489 \text{ Н}$
наклонно-прямолинейный участок	$F_3 = 255694 \text{ Н}$
первый участок набора зенитного угла	$F_2 = 291047 \text{ Н}$
вертикальный участок	$F_1 = 342149 \text{ Н}$
Определение осевых растягивающих нагрузок от действия внутреннего избыточного давления	
Суммарные потери давления внутри труб	$P_{\text{тр}} = 10,63 \text{ МПа}$
Потери давления в кольцевом пространстве	$P_{\text{кп}} = 0,83 \text{ МПа}$
Давление на устье	$P_y = 11,47 \text{ МПа}$
Определение растягивающих напряжений	$\sigma_p = 139 \text{ МПа}$
Напряжения растяжения на устье	
Напряжения растяжения на глубине 810	$\sigma_p = 119 \text{ МПа}$
Определение изгибающих напряжений	$\sigma_{\text{и}} = 24 \text{ МПа}$
Определение результирующих напряжений в точке начала искривления скважины	$\sigma_{\text{рез}} = 146 \text{ МПа}$
Определение коэффициента запаса прочности	$k_{\text{зп}} = \frac{\sigma_m}{\sigma_{\text{рез}}} = \frac{323}{146} = 2,25,$ $k_{\text{зп}} > [k], [k] = 1,40$

Таблица 2.4 – Результаты расчета на прочность КБК поинтервально

Осевые растягивающие нагрузки от действия собственного веса и сил трения (рассчитанные от забоя к устью), формулы	Параметры
горизонтальный участок	$F_6 = 20498 \text{ Н}$
второй участок набора зенитного угла (до ОК)	$F_5 = 22815 \text{ Н}$
второй участок набора зенитного угла (далее БТ контактируют с поверхностью ОК)	$F_4 = 70489 \text{ Н}$
наклонно-прямолинейный участок	$F_3 = 308285 \text{ Н}$
первый участок набора зенитного угла	$F_2 = 378033 \text{ Н}$
вертикальный участок	$F_1 = 570383 \text{ Н}$
Определение осевых растягивающих нагрузок от действия внутреннего избыточного давления	
Суммарные потери давления внутри труб	$P_{\text{тр}} = 13,73 \text{ МПа}$
Потери давления в кольцевом пространстве	$P_{\text{кп}} = 0,81 \text{ МПа}$
Давление на устье	$P_y = 14,54 \text{ МПа}$
Определение растягивающих напряжений	$\sigma_p = 125 \text{ МПа}$
Напряжения растяжения на устье:	
Напряжения растяжения на глубине 810:	$\sigma_p = 86 \text{ МПа}$
Определение изгибающих напряжений	$\sigma_{\text{и}} = 89 \text{ МПа}$
Определение результирующих напряжений в точке начала искривления скважины	$\sigma_{\text{рез}} = 175 \text{ МПа}$
Определение коэффициента запаса прочности	$k_{\text{зп}} = \frac{921}{175} = 5,24,$ $k_{\text{зп}} > [k], [k] = 1,40$

Таблица 2.5 – Расчетные показатели нагрузок и напряжений, возникающих в различных КБК

Показатели колонны при бурении на глубине 3878 м	Компоновка колонны			Изменение показателей,
	Стальная	Легкосплавная	Комбинированная	
Вес колонны в промывочной жидкости, кг	73820	34880	58140	↓ 22 %
Нагрузка в опасном сечении, кН	531	291	378	↓ 28 %
Максимальный изгибающий момент, кН·м	8,54	1,38	7,96	↓ 7 %
Коэффициент запаса прочности при подъеме колонны	4,28	2,25	5,24	↑ 22 %

Проектирование и бурение сложнопрофильных скважин не обходится без использования программных продуктов, разработанных как за рубежом, так и в нашей стране [66, 121, 122, 147]. Ведущими сервисными компаниями мира произведены и используются на практике программы, которые в оперативном

режиме позволяют корректировать данные профилей скважин в процессе бурения. Программы учитывают анализ пересечения и предотвращения столкновения скважин, анализ и расчет возникающих напряжений, моментов и осевой нагрузки, расчет на запас прочности, анализ проходимости колонн из расчета собственного веса и сил сопротивления, между парами трения.

Расчеты по моделированию и подбору КБК были выполнены на базе ПО Landmark и Wellplan. С целью разработки компоновок БК и моделирования их поведения на траектории создается профиль скважины для определения геологических целей. Технологический анализ данного профиля на основе программы Landmark и нагрузок на основе программы Wellplan показал результаты расчета для трех видов КБК (Рисунок 2.4). В нижней части формы каждого рейса задается состав БК и КНБК. Значения состава последней и коэффициенты трения в обсаженном и открытом стволах скважины берутся по умолчанию из ранее введенной компоновки для трех различных случаев.

При анализе расчетов на нагрузки и напряжения, испытываемые БК, колонна проектируется с учетом ее взаимодействия со стенками скважины и возможного повреждения обсаженных участков в процессе бурения и СПО. При заданной глубине детально анализируются напряжения, запасы прочности на растяжение и сжатие для различных видов нагружения БК. Анализ проводится с учетом максимального момента на роторе и наибольшего веса на крюке при допустимой характеристике выбранной буровой установки.

Результаты расчета на ПО Wellplan Landmark представлены в сводной Таблице 2.6 для следующих технологических операций: бурение ротором, бурение забойным двигателем (режим «слайдирования»), СПО, отрыв долота от забоя и посадка его на забой.

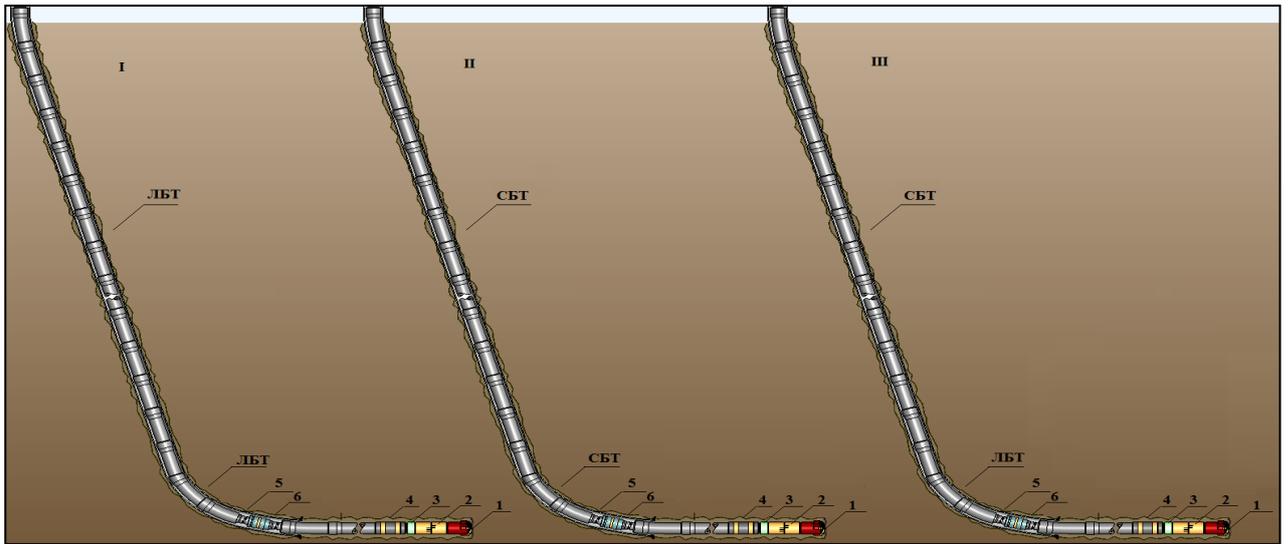


Рисунок 2.4 – Общий вид КБК с поэлементным включением в состав:

I – ЛБТ; II – СБТ; III – комбинированной колонны (СБТ+ЛБТ);

где 1 – породоразрушающий инструмент; 2 – винтовой забойный двигатель;

3 – переводник с обратным клапаном; 4 – телеметрическая система;

5 – утяжеленные бурильные трубы; 6 – гидромеханический ясс

Из результатов, приведенных в Таблицах 2.5 и 2.6, видно, что наиболее прочной в отличие от моноколонн, имеющих только одну разновидность БТ в своем составе (стальные или легкосплавные), является комбинированная БК, при условии повышения механических свойств ($\sigma_{0,2}$, σ_B , δ , HRB), снижения скорости изнашивания и скорости коррозии материала легкосплавных труб. Проектирование комбинированной колонны учитывает расположение СБТ на самом опасном участке, а на горизонтальном участке – легкосплавные алюминиевые трубы для снижения суммарного веса компоновки и уменьшения напряжений, действующих на различные участки БК. Планируются наименьшие значения по измеренному весу с применением соответствующих коэффициентов трения, изгибающим и усталостным напряжениям.

Также стоит отметить, что при критической нагрузке отсутствуют соответствующие потери устойчивости труб и положение участков «баклинг-эффекта» в скважине при вращении колонны.

При моделировании колонны из СБТ имеется рост веса на крюке при подъеме на 10 тонн. Наблюдаются высокие показатели по боковому усилию при вращении на забое в опасном участке в интервале 800–1000 м в сравнении с комбинированной колонной (Рисунок 2.5). При создании большого бокового усилия со стороны колонны на стенку скважины образуются желоба, через которые в последующем сложно производить спуск колонны, и в результате происходит заклинивание инструмента.

Таблица 2.6 – Сводный расчет технологических параметров для трех видов КБК

Легкосплавная бурильная колонна							
Условие нагружения	Пределы потери устойчивости			Момент на столе ротора (кН·м)	Вес на крюке, тн	Осевое напряжение в точке 0	
	Синусоидальный	Спиральный	Запирание			Расстояние от поверхности, м	Расстояние от долота, м
Спуск	~	~	~	0,0000	11,20	1543,90	2335,00
Подъём	~	~	~	0,0000	25,48	2282,39	1596,51
Вращение на забое	X~	X~	~	6,0847	12,52	1578,13	2300,77
Бурение ГЗД	X~	~	~	0,7000	7,62	1042,35	2836,55
Вращение над забоем	~	~	~	3,5722	18,52	2174,20	1704,70
Стальная бурильная колонна							
Спуск	~	~	~	0,0000	31,70	1678,06	2200,84
Подъём	~	~	~	0,0000	66,32	3052,00	826,90
Вращение на забое	~	~	~	12,3788	43,38	2094,08	1784,82
Бурение ГЗД	~	~	~	0,7000	28,14	1462,23	2416,67
Вращение над забоем	~	~	~	10,3031	49,38	2374,20	1504,70
Комбинированная бурильная колонна							
Спуск	~	~	~	0,0000	35,70	1774,20	2104,70
Подъём	~	~	~	0,0000	56,89	2286,96	1591,94
Вращение на забое	~	~	~	8,4886	40,24	1774,20	2104,70
Бурение ГЗД	X~	~	~	0,7000	32,13	1704,49	2174,41
Вращение над забоем	~	~	~	6,0320	46,24	2119,18	1759,72
Расшифровка кодов изгибов и напряжений: ~ = Нет проблем, S = Синусоидальный, H = спиральный, L = Запирание, T = Момент, F = усталость, X = Превышение предела текучести, Y = Достигнут предел текучести							

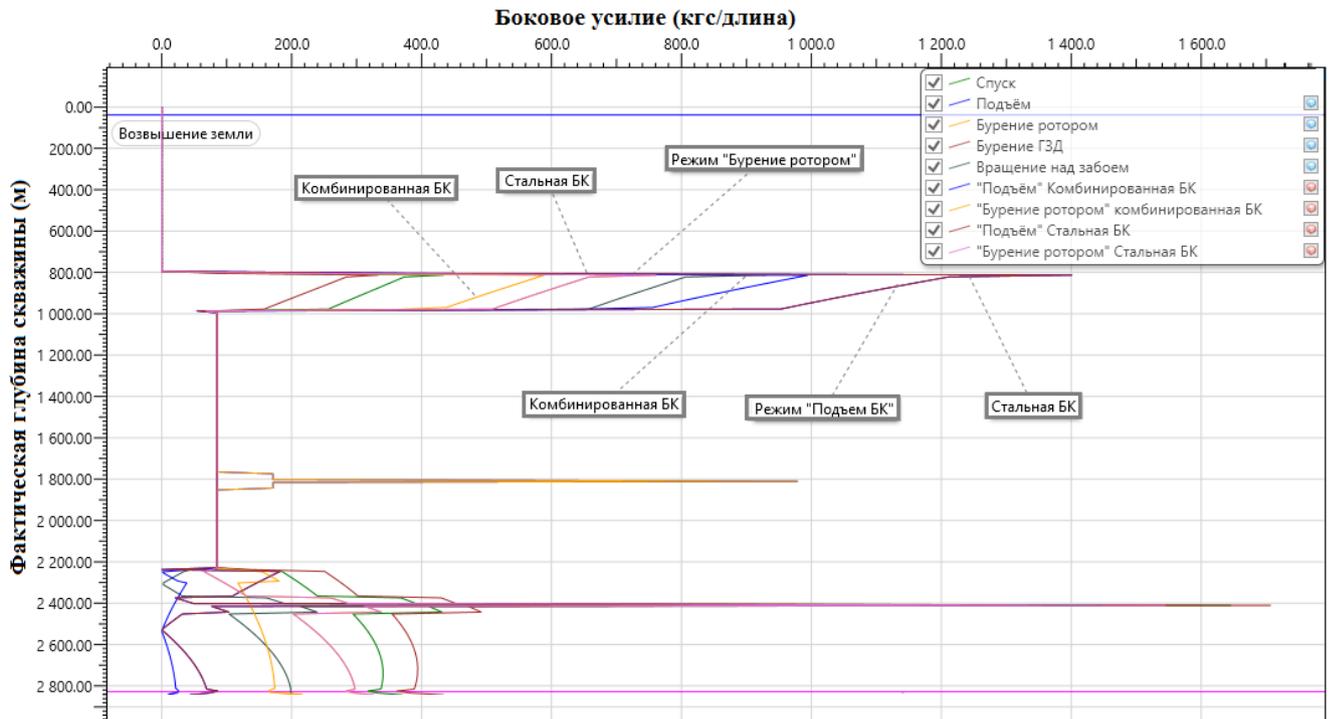


Рисунок 2.5 – Показатели бокового усилия стальной и комбинированной БК в зависимости от режима бурения и фактической глубины ствола скважины

Определение коэффициента запаса прочности по полученным данным на основании метода расчета ПО «Wellplan».

1. Рассчитываются напряжение на устье по формуле (2.51)

Для стальной БК:

$$\sigma_{уст} = \frac{F_{уст}}{S_{сбт}} = \frac{66,32 \cdot 9,81 \cdot 10^3}{3,009 \cdot 10^{-3}} = 216217746,8 \text{ Па} = 216,22 \text{ МПа.}$$

Для легкосплавной БК:

$$\sigma_{уст} = \frac{F_{уст}}{S_{лбт}} = \frac{25,48 \cdot 9,81 \cdot 10^3}{5,097 \cdot 10^{-3}} = 49040376,69 \text{ Па} = 49,04 \text{ МПа.}$$

Для комбинированной БК:

$$\sigma_{уст} = \frac{F_{уст}}{S_{лбт}} = \frac{56,89 \cdot 9,81 \cdot 10^3}{3,009 \cdot 10^{-3}} = 185473878,4 \text{ Па} = 185,47 \text{ МПа МПа.}$$

2. Определяются изгибающие напряжения

Для колонны из СБТ изгибающий момент определяется на глубине 810 м по данным графика моментов от глубины по стволу (Рисунок 2.6):

$$M_{и} = 10,2 \text{ кН} \cdot \text{м} = 10200 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Тогда изгибающее напряжение по формуле (2.52) будет иметь вид:

$$\sigma_{и} = \frac{10200}{8,87 \cdot 10^{-5}} = 114,99 \text{ МПа.}$$

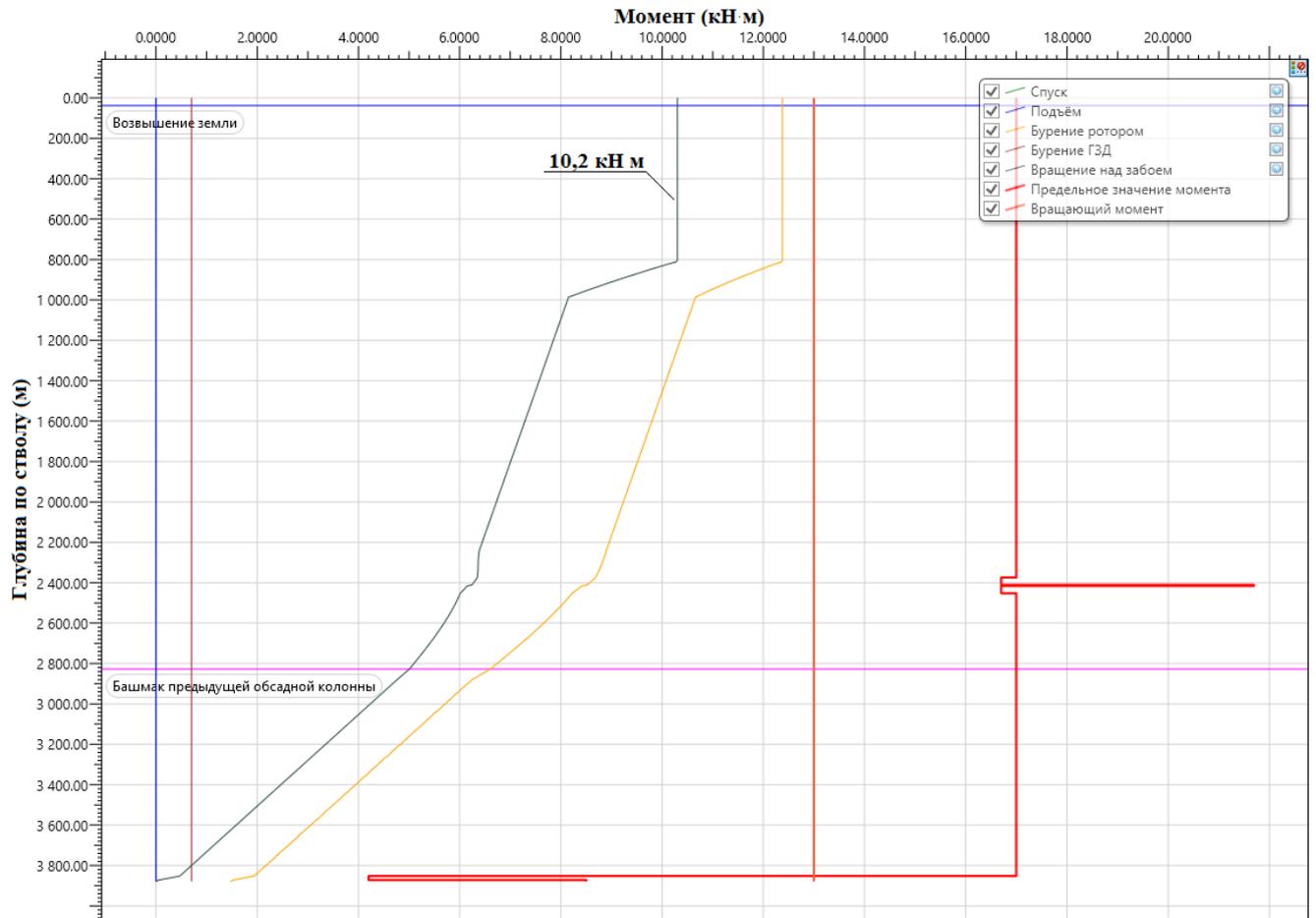


Рисунок 2.6 – Значения крутящих моментов БК от режима бурения и фактической глубины ствола скважины для стальной БК

Для колонны ЛБТ изгибающий момент определяется на глубине 810 м по данным графика моментов от глубины по стволу (Рисунок 2.7):

$$M_{и} = 3,60 \text{ кН} \cdot \text{м} = 3600 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

Тогда изгибающее напряжение (2.52) будет иметь вид:

$$\sigma_{и} = \frac{3600}{5,75 \cdot 10^{-5}} = 62,61 \text{ МПа.}$$

Для комбинированной БК изгибающий момент определяется на глубине 810 м по данным графика моментов от глубины по стволу (Рисунок 2.8):

$$M_{и} = 6,00 \text{ кН} \cdot \text{м} = 6000 \text{ Н} \cdot \text{м.}$$

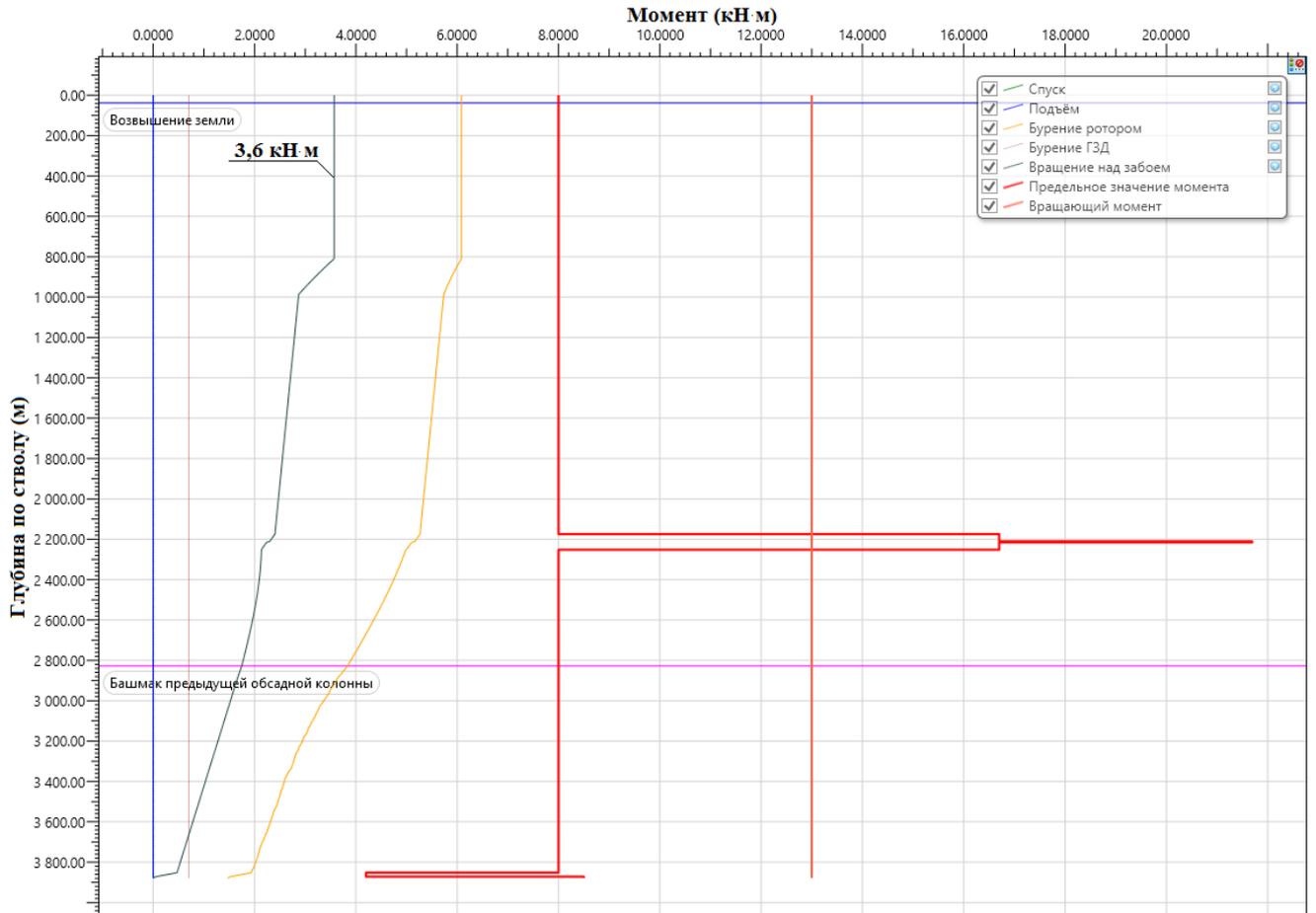


Рисунок 2.7 – Значения крутящих моментов от режима бурения и фактической глубины ствола скважины для легкосплавной БК

Тогда изгибающее напряжение (2.52) будет иметь вид:

$$\sigma_{и} = \frac{6000}{8,87 \cdot 10^{-5}} = 67,64 \text{ МПа.}$$

3. Рассчитываются коэффициенты запаса прочности по формуле (2.58):

$$k_{зп} = \frac{\sigma_m}{\sigma_{уст} + \sigma_{и}},$$

где $\sigma_{m \text{ сбт}} = 921 \text{ МПа}$, $\sigma_{m \text{ лбт}} = 323 \text{ МПа}$.

Для стальной БК:

$$k_{зп} = \frac{\sigma_m}{\sigma_{уст} + \sigma_{и}} = \frac{921}{216,22 + 114,99} = 2,78.$$

Для легкосплавной БК:

$$k_{зп} = \frac{\sigma_m}{\sigma_{уст} + \sigma_{и}} = \frac{323}{49,04 + 62,61} = 2,89.$$

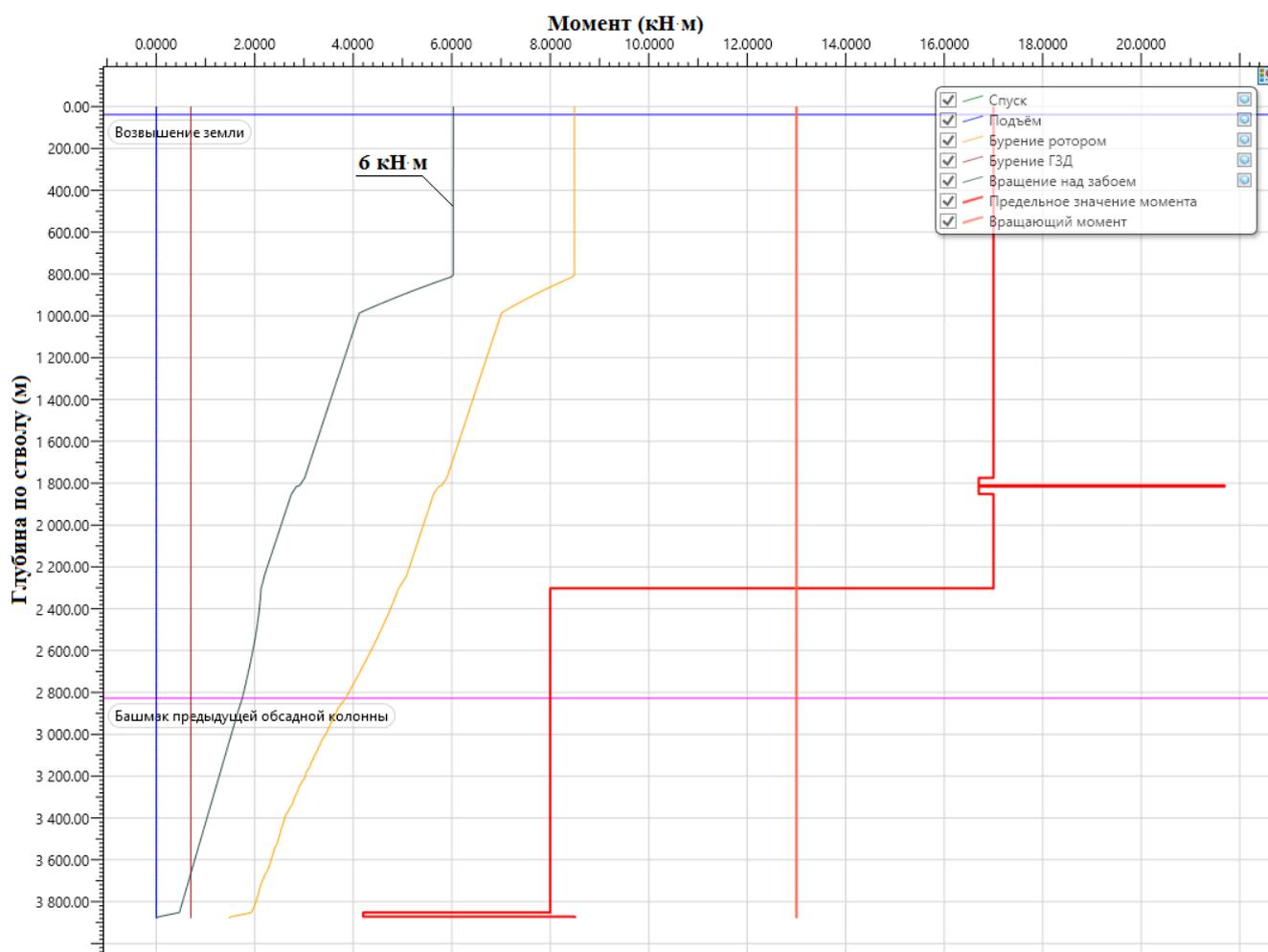


Рисунок 2.8 – Значения крутящих моментов БК от режима бурения и фактической глубины ствола скважины для комбинированной БК

Для комбинированной БК:

$$k_{зп} = \frac{\sigma_m}{\sigma_{уст} + \sigma_{и}} = \frac{921}{185,47 + 67,64} = 3,63.$$

По результатам расчетов на основе приведенных ПО «Wellplan» и методики Р.Х. Санникова ограничивается применение последней, так как в ней не учитывается режим «бурение ротором» [73]. Основные сравнительные показатели расчетов по методике Р.Х. Санникова и ПО «Wellplan» представлены в Таблице 2.7. Кроме того, методика по Р.Х. Санникову не позволяет рассчитать критические нагрузки потери продольной устойчивости колонны («баклинг-эффект»), при котором дальнейшее углубление ствола не представляется возможным.

Таблица 2.7 – Результаты расчетов по методике Р.Х. Санникова и ПО Wellplan по трем видам БК

Виды БК	Параметры	Коэффициент запаса прочности		Вес на крюке, тонн	
		Методика Р.Х. Санникова	ПО «Wellplan»	Методика Р.Х. Санникова	ПО «Wellplan»
Стальная колонна		4,28	2,78	73,82	66,32
Алюминиевая колонна		2,25	2,89	34,88	25,48
Комбинированная колонна		5,24	3,63	58,14	56,89

2.2 Принцип выбора методик исследования механических свойств легкосплавных бурильных труб

Для решения задач о повышении физико-прочностных характеристик ЛБТ необходимо провести анализ предварительных результатов при испытаниях на специализированных экспериментальных стендах, которые позволяют адаптировать реальные условия процессов взаимодействия БИ и стенок скважины к лабораторным, обеспечивая тем самым полное физическое подобие технологии бурения.

Анализ выполненных ранее исследований показал, что лабораторные испытания в области повышения прочностных свойств БТ сводятся к определению триботехнических и коррозионных свойств растворов и материалов [1]. В соответствии с поставленной задачей работы могут быть реализованы с применением машин трения, которые, в свою очередь, позволяют реализовать схему абразивного изнашивания «ЛБТ – ГП», а также схему взаимодействия пары «ЛБТ – ОК» в среде промывочной жидкости. Данные моделированные процессы в буровой практике соответствуют операциям вращения, «слайдирования» и спуска–подъема БК во внутренней поверхности обсадных труб и ГП. К таким установкам относятся разработанные и модифицированные на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» УГНТУ машины трения АИ–3М и УМТ-2168, Fann Model 212, ИИ-5018 [20, 55, 59, 64, 65] и на кафедре «Технология нефтяного аппаратостроения» УГНТУ потенциостат Elins P-30J [49].

Обработка результатов лабораторных и промышленных испытаний, а также моделирование работы и выбор КБК осуществлялись на основе ПО Landmark, Compass, Statistica, Wellplan, Бурсофт, Excell.

Измерения полученных параметров общетехнологических свойств БПЖ и некоторых свойств смазочных добавок к ним проводились согласно действующим стандартам и руководящим документам [19, 57].

2.3 Методика изучения субмикроструктурной структуры материала алюминиевого сплава

На основании расчетов, представленных в п. 2.1–2.2, сформулированы и обоснованы выбор объектов исследования и методики для получения и изучения различных структур алюминиевых сплавов, а также определения их триботехнических свойств и коррозионной стойкости в различных промывочных жидкостях.

Для формирования в данных сплавах соответствующих структур, обеспечивающих их сверхпластичность, с целью получения высокой морфологической однородности структуры зерна с высокой плотностью наноматериалов из сверхпластически деформируемых заготовок использовались известный метод ИПД – равноканально-угловое прессование (РКУП) и локально-сдвиговое прессование (ЛСП), хорошо зарекомендовавшие себя в аэрокосмической промышленности, [12, 56, 95, 141–143]. Данным вопросом занимались на кафедре «Материаловедение и физики металлов» в УГАТУ Р.З. Валиев, Н.К. Ценев, Г.И. Рааб.

Принципиальные схемы прессования согласно РКУП и ЛСП представлены на Рисунках 2.9 и 2.10. Оба метода основаны на использовании деформации сдвига. Однако указанные методы имеют и существенные отличия. Так, при использовании метода РКУП интенсивная пластическая деформация осуществляется вдоль плоскости пересечения каналов (Рисунок 2.9) и для получения СМК структур требуется многократное повторение РКУП одного и

того же образца. При использовании же ЛСП заготовка устанавливается в канал прессования между двумя пуансонами (Рисунок 2.10, б). Процесс формирования интенсивных сдвиговых деформаций, влияющих на эффективность измельчения зёрен во всем объёме пресс изделия, производится за счёт лопаток, локально сужающих канал прессования и организующих винтовое течение металла, которое обеспечивает одновременно экструзию и ротационные сдвиги заготовки (Рисунок 2.10, а). Под воздействием пуансонов каждый элементарный объём деформируемого металла перемещается в направлении наименьшего сопротивления, подвергаясь деформации под действием непрерывно меняющихся напряжений. Дополнительно, с целью уменьшения внутренних напряжений, проводят отжиг после ЛСП и РКУП при температуре 433 К в течение $\tau = 1$ ч., которое приводит к заметным структурным изменениям: толщинные контура экстинкции исчезают, а на границах зёрен материала образуется чёткий полосчатый контраст. Такое изменение в структуре сплава связывают с появлением большеугловых границ зёрен [92, 104, 127, 132, 134].

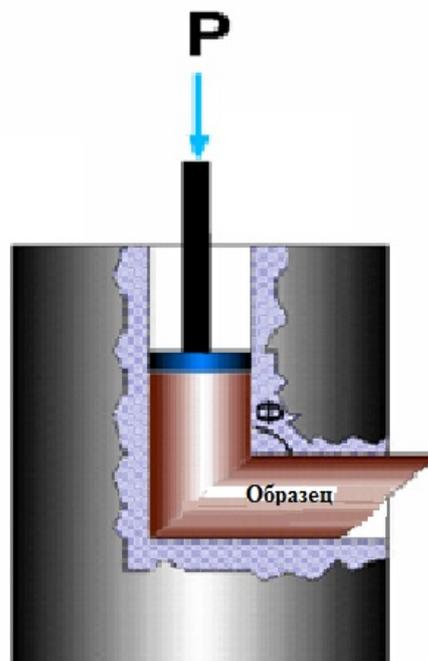


Рисунок 2.9 – Схема равноканально-углового прессования

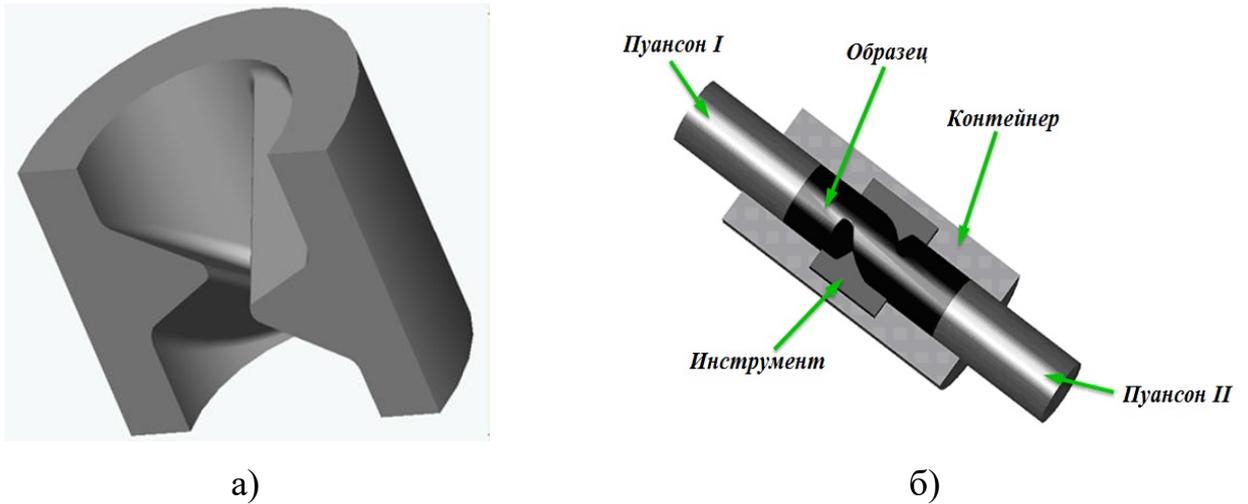


Рисунок 2.10 – Схема ЛСП: а) контейнер с двумя расположенными под углом друг к другу лопатками; б) схема расположения образца в контейнере ЛСП

Значения микротвёрдости материалов также зависят от размеров зёрен и количественно определяются зависимостью Холла-Петча:

$$H_v = H_0 + KD^{-1/2}, \quad (2.59)$$

где H_v – микротвёрдость по Виккерсу;

D – размер зерна;

H_0, K – постоянные материала.

На практике это соотношение зачастую не выполняется, поскольку кроме размера зерна на значение твёрдости оказывают влияние легирующие элементы, дисперсные выделения и их распределение, фазовый состав, структура и состояние границ зёрен.

Поведение механических свойств материалов также объясняется хорошо известным соотношением Холла-Петча, которое даёт количественное описание увеличения предела текучести поликристаллического материала с уменьшением размера зерна [25]:

$$\sigma_m = \sigma_0 + KD^{-1/2}, \quad (2.60)$$

где σ_0 – некоторое напряжение трения, которое необходимо для скольжения дислокаций в монокристалле;

K – индивидуальная для каждого материала константа, называемая «коэффициент Холла-Петча» [18, 71, 92, 133].

В основе данной зависимости лежат дислокационные механизмы образования пластической деформации, где границы зёрен тормозят движение дислокаций.

Представляют интерес экспериментальные результаты, показывающие повышение относительного удлинения до момента разрушения в результате отжига образцов после ЛСП и РКУП [60, 67]. Как показали электронно-микроскопические исследования структуры, отжиг образцов приводит к исчезновению контуров экстинкции в теле зёрен и появлению чёткого полосчатого контраста на границах зёрен. Известно, что при пластической деформации границы зёрен являются источником и стоком решёточных дислокаций [11, 34]. Очевидно, что дополнительный отжиг образцов приводит к равновесному состоянию границ зёрен. Внесённые зерна граничные и решёточные дислокации частично аннигилируют, в результате снижаются внутренние напряжения, границы зёрен становятся свободными от внесённых решёточных дислокаций [97]. При пластической деформации границы вновь приобретают способность поглощать решёточные дислокации, что приводит к повышению относительного удлинения до момента разрушения.

Наиболее технологичным и готовым к промышленному применению является метод ЛСП [10]. Этот метод можно использовать на горизонтальных прессах от 20000 т до 100000 т. для измельчения структуры в различных алюминиевых сплавах, применяемых для изготовления бурильных труб.

2.4 Методика изучения триботехнических свойств промывочных жидкостей в парах трения «легкосплавная бурильная труба – горная порода», «легкосплавная бурильная труба – обсадная колонна»

Моделирование процесса изнашивания в системе «ЛБТ – ОК» по энергетическим показателям выполнимо при сопоставлении данных критерия подобия и шероховатости поверхности с показателем RZ80 (где RZ – высота неровностей профиля по 10 точкам, 80 мкм) с применением машины трения УМТ-

2168 и тестера смазочных свойств фирмы «FANN» модели 212 [59, 61, 64]. На данных установках экспериментальным путем рассчитываются значения параметров коэффициента трения (φ) и оценки скорости (a , мм/ч) изнашивания пары трения «сплав 1420 (до и после обработки) – сталь 45» в заданных промывочных жидкостях, соответствующих реальным интервалам бурения. На Рисунке 2.11 продемонстрирована схема испытательного узла модифицированной машины трения УМТ 2168М [87], которая была разработана и рассмотрена в диссертационной работе А.М. Фролова «Улучшение противоизносных и антифрикционных свойств промывочных жидкостей для бурения скважин сложного профиля» [87].

Решение задач по физическому подобию для реализации процесса изнашивания труб в лабораторных условиях может быть осуществлено при помощи метода Герца [38]. Описание данного метода рассмотрено в работах [87, 107]. Важно отметить, что для определения значения силы трения между образцами в ходе опыта используется тензодатчик, сигнал которого обрабатывается на АЦП и регистрируется на компьютере. На схеме (Рисунок 2.11) установка УМТ2168М состоит из камеры 1, в которой расположен держатель 7 образца трения, осуществляющий возвратно-поступательное движение вместе с ползуном 2. Образец и контрообразец прижимаются друг другу узлом 11. Регистрация параметров происходит при помощи тензодатчика 3, который установлен в держателе 4.

Устройство узла и схема обеспечения взаимодействия образцов показана на Рисунке 2.12. Возвратно-поступательное движение образца 3, установленного в держателе 2, происходит внутри закрепленного в камере корпуса 1. Во время испытания образец 3, имитирующий ЛБТ из алюминиевого сплава взаимодействует с контрообразцом, изготовленным из термообработанной стали 45.

На Рисунке 2.13 представлены образцы трения в виде призматических шпонок заданного размера, устанавливаемые в пазах их держателей. Физико-прочностные свойства материала шпонок соответствуют трубам марки

алюминиевых сплавов 1421, 1420, Д16Т до и после обработки методом ИПД (рассмотренный в п. 2.2) (образцы, имитирующие БТ) и сталь 45 (образец, имитирующий ОК).

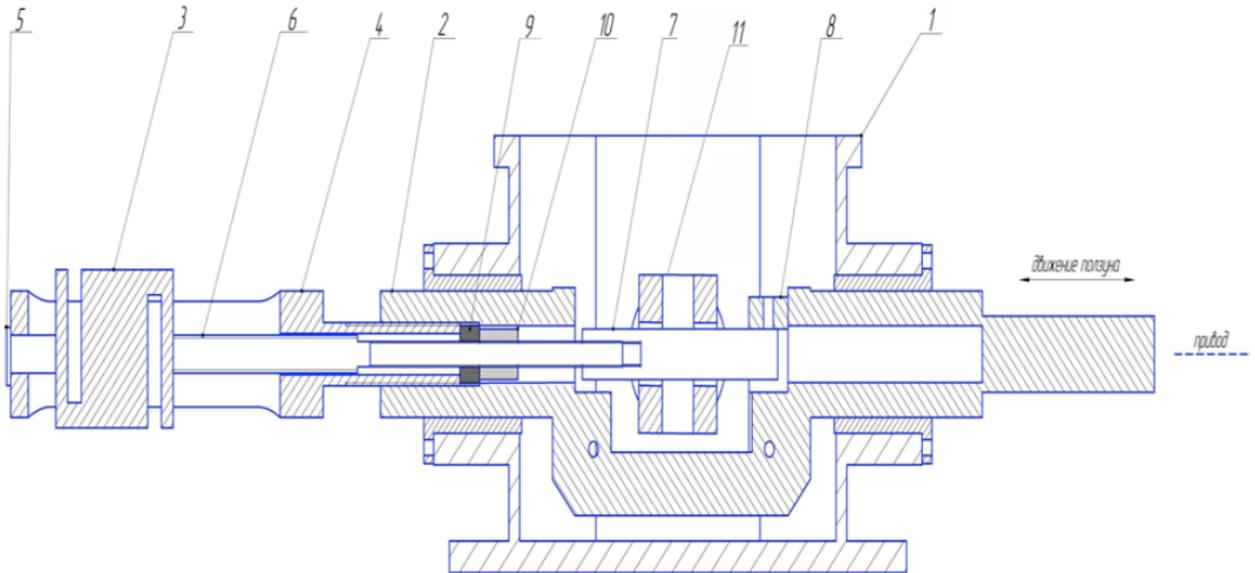


Рисунок 2.11 – Схема узла проводящей испытания модифицированной машины трения УМТ 2168М: где 1 – камера, 2 – ползун, 3 – тензодатчик, 4 – держатель, 5 – болт, 6 – соединительный вал, 7 – держатель для образцов терния (на схеме не обозначен), 8 – направляющий блок, 9 – резиновое уплотнение, 10 – прижимная втулка резьбовая, 11 – узел прижимной

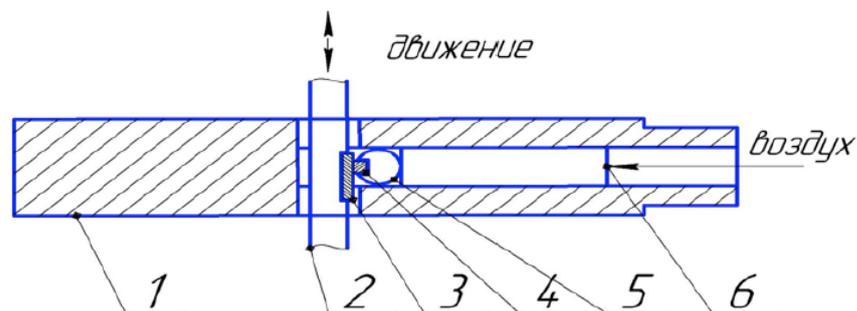


Рисунок 2.12 – Схема устройства нагружения и взаимодействия образцов трения, где 1 – корпус, 2 – держатель, 3 – образец, истирающийся, из алюминиевого сплава, 4 – контрообразец ил стали 45, 5 – держатель, 6 – поршень

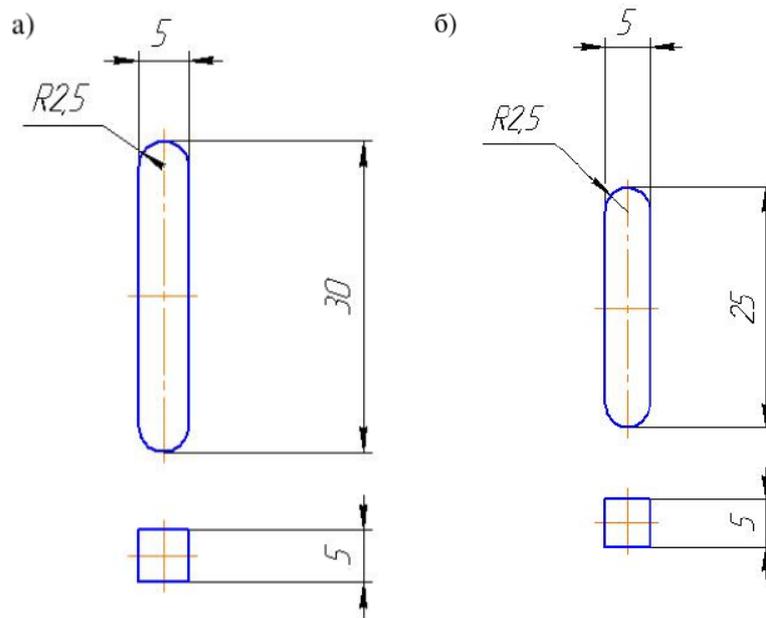


Рисунок 2.13 – Геометрические параметры образцов пар трения, где а – образец, моделирующий поверхность бурильной трубы; б – образец, моделирующий внутреннюю поверхность ОК

На основе полученных данных в процессе опытов строятся зависимости скорости изнашивания и коэффициента трения φ_c образцов от степени интенсивности подаваемой нагрузки, интервал которой варьируется в пределах от 133 до 200 Н/см. В данном случае контактное давление между образцами составит от 2,6 до 4 Н/мм².

Далее рассчитываются скорость изнашивания и коэффициент трения:

$$\varphi_c = \frac{F_{\text{тр}}}{P}, \quad a = \frac{m}{t \cdot p \cdot S}, \quad [\text{мм/мин}], \quad (2.61)$$

где $F_{\text{тр}}$ – сила трения Н·м;
 P – нагрузка на образец, Н;
 m – массовый износ образца, мг;
 t – время проведения опыта, мин;
 p – плотность материала, мг/мм³;
 S – рабочая площадь, мм².

Регистрация возникающих сил трения и сопутствующих растягивающих и сжимающих усилий осуществляется тензодатчиком в процессе возвратно-поступательного движения ползуна (Рисунок 2.14). В свою очередь силы трения

рассчитываются на основе зависимости от сил растяжения и сжатия по формуле:

$$F_{\text{тр}} = (F_{\text{ск}} - F_{\text{р}})/2, \quad (2.62)$$

где $F_{\text{ск}}$ – сила сжатия тензодатчика, Н;

$F_{\text{р}}$ – сила растяжения тензодатчика, Н.

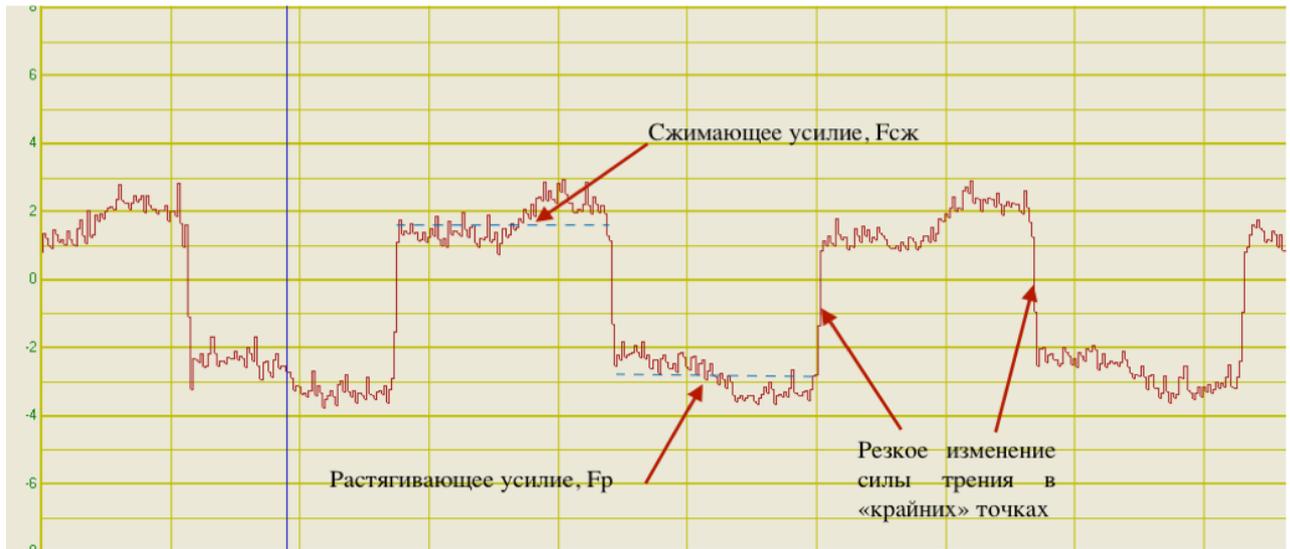


Рисунок 2.14 – Регистрация на тензодатчике сил трения и интервалов сжимающих и растягивающих усилий

В процессе проведения испытаний согласно методике на установке УМТ-2168 имеются следующие недостатки: длительность подготовительных работ перед началом опытов, сложность обработки и получения результатов, большое количество объема раствора.

Существует экспресс-анализ триботехнических свойств материалов и жидкостей, сокращающий время на проведение опытов и получение результатов в короткие сроки. Решение вышепоставленных задач возможно с использованием тестера смазочных свойств FANN 212, который реализует схему взаимодействия «диск – вкладыш» (Рисунок 2.15).

Данная машина позволяет смоделировать также как и УМТ2168 вращение колонны в обсаженном участке ствола скважины в ограниченном диапазоне режимов взаимодействия [87, 88, 115].

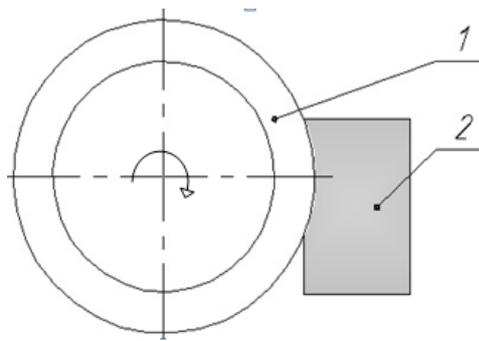


Рисунок 2.15 – Схема процесса изнашивания образцов на FANN 212
(1 – диск; 2 – вкладыш)

Для исследования абразивного износа предлагается установка АИ-3М, на которой проводится серия экспериментов согласно схеме «металл – ГП», моделирующей изнашивание ЛБТ о стенку необсаженного участка ствола скважины. Данная установка модифицирована А.Р. Яхиным, Г.В. Конесевым, В.П. Матюшиным и А.М. Фроловым. Методика по определению триботехнических свойств по схеме «металл – ГП» рассмотрена в диссертации А.Р. Яхина [111]. Установка включает систему подачи керна и диска, осевой нагрузки и бурового раствора. Описание работы и методики на данной установке рассмотрено в работе А.Р. Яхина [112, 113, 114]. Изготовленные образцы представлены схематично на Рисунках 2.16 и 2.17.

При расходе 25 л/мин и напоре 20 м промывочная жидкость, после включения электроцентробежного насоса, подается в место контакта ГП и диска, обеспечивая полное погружение пар трения в ванну. Автоматическое выключение системы происходит после полного истирания диска о ГП.

В процессе опытов диск взвешивается. Параметры сил трения регистрируются тензомером посредством ПО ZetLab [148]. Перед стартом испытаний производится обязательная тарировка осевой нагрузки и силы трения скольжения, что позволяет определить корректно коэффициент трения. По полученным стендовым показателям самостоятельно рассчитываются коэффициент трения и скорости изнашивания исследуемого образца [3, 38].

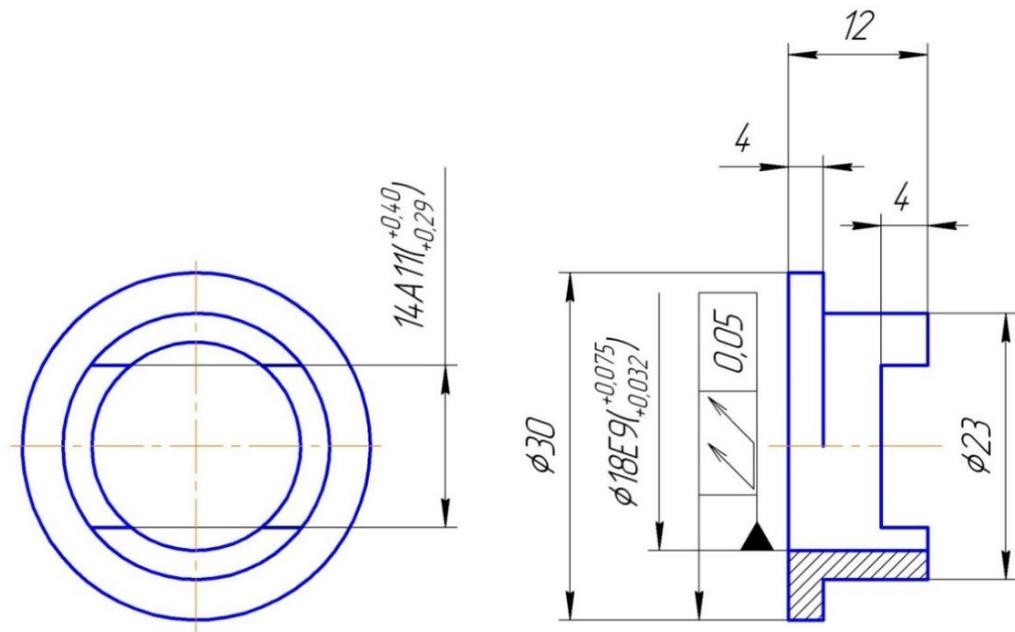


Рисунок 2.16 – Формы и размеры
исследуемого диска

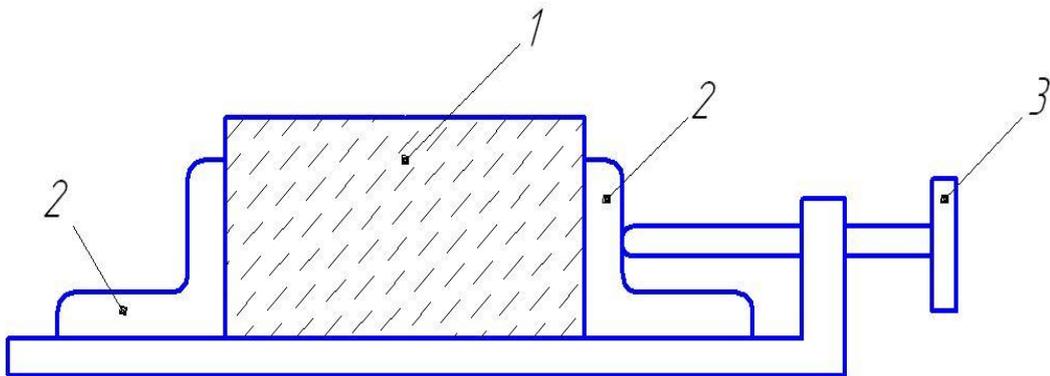


Рисунок 2.17 – Схема крепления образца керна,
где 1 – ГП (кern), 2 – тиски, 3 – винт

В экспериментах по определению триботехнических свойств алюминиевых сплавов при их взаимодействии с ОК и ГП использованы широко применяемые промывочные жидкости:

1) полимерный глинистый раствор (ПГР): техническая вода + 4% бентонит + 0,2% частично гидролизованный полиакриламид (ЧГПАА) + 0,3% полиакрилонитрил (ПАН) + 0,1% NaOH;

2) ингибированный глинистый раствор (ИГР): техническая вода + 8 % бентонит + 0,1 % NaOH + 0,2 % Na₂CO₃ + 0,5 % карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) + 0,1 % нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ) + 2 % KCl + 35 % мел + 1 % смазочная добавка буровая (СДБур).

3) биополимерный раствор (БР) с добавлением гидроксида натрия NaOH: техническая вода + 0,1 % Na₂CO₃ + 0,15 % бактерицид + 0,4 % полианионная целлюлоза низкой вязкости (ПАЦ НВ) + 0,4 % ксантановая смола. Различная концентрация NaOH изменяла pH от 7 до 11.

2.4.1 Обоснование выбора режимов работы пар трения

Как было сказано ранее, расчет основывается на получении параметров, таких как скорость изнашивания и коэффициент трения, прямо пропорциональных удельной нагрузке, что связано с изменением геометрических параметров самих образцов в паре трения. Относительно изнашивания пары трения «ЛБТ – ГП» интенсивность нагрузки имеет диапазон 16–160 Н/мм, пары трения «ЛБТ – обсадная труба» – от 1 до 30 Н/мм.

Известны различные способы бурения, поэтому принято учитывать скорости скольжения пар трения БИ и ГП, которых будут различны при разных типоразмерах БТ. Параметры частоты вращения БК для роторного типа бурения составляют от 60 до 150 об/мин, для верхнего силового привода это значение может достигать до 300 об/мин. Поэтому оптимальным параметром значения скорости скольжения для опытов в системе «ЛБТ – ГП» является 0,2 м/с при бурении ротором, винтовым забойным двигателем или установкой с верхним силовым приводом и 1,3 м/с – при бурении турбобуром или электробуром.

Для системы «ЛБТ – обсадная труба» скорость взаимодействия лежит в диапазоне от 0 до 5 м/с, а при бурении с помощью верхнего силового привода достигает 2 м/с. Эти условия соблюдаются в процессе возвратно-поступательного движения при взаимодействии образцов «плоскость – плоскость» на УМТ-2168 с учетом условий крепления образцов и измерения силы трения между ними в

процессе (Рисунок 2.18).

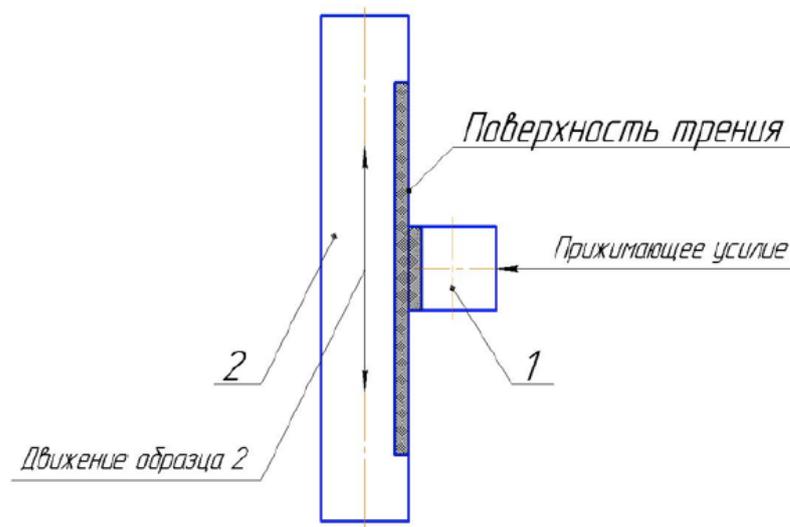


Рисунок 2.18 – Схема контакта «плоскость – плоскость» на УМТ-2168М, где 1 – образец, моделирующий ОК, 2 – образец, моделирующий ЛБТ

2.4.2 Моделирование процессов трения и абразивного изнашивания применительно к бурильному инструменту

Для получения достоверных результатов в сравнении с реальными условиями бурения необходимо придерживаться принципа физического подобия процесса изнашивания контактирующих образцов трения в экспериментальных и опытно-промышленных испытаниях, который обосновывает схему взаимодействия «диск – ГП» («ЛБТ – ГП»), «диск – диск» («ЛБТ – ОК») на установках АИ-3М и УМТ-2168 соответственно.

Такие основные параметры оптимизации как: скорость скольжения V_c , частота взаимодействия тел скольжения η , твердость материала HB , интенсивность нагрузки P_n , относительная температура окружающей среды T_o , расход среды q_c , гидростатическое давление P_r , длина рабочей поверхности l , включающая в себя характеристики элементов БТ, время контакта образцов t_k и радиус поверхности кривизны R являются важными в решении вопроса долговечности БИ.

Значимыми параметрами для определения результата износа материалов

являются скорость изнашивания металла (диска) и коэффициент трения пары «ЛБТ – ГП», а также скорость изнашивания металла (диска) и коэффициент трения пары «ЛБТ – ОК».

Общий вид соотношения представляет собой зависимость параметра скорости изнашивания БТ от факторов, полученных ранее в работах [87, 111]:

$$a = f(P_{и}, \eta, V_c, t_k, q_c, HB, A_{ж}, R, l, P_r, T_o) \quad (2.63)$$

где $P_{и}, \eta, V_c, t_k, q_c$ – определяют режим трения контактирующих тел [87, 111];

R, l – геометрические параметры пар образцов;

$A_{ж}, HB$ – физико-химические свойства образцов и среды;

P_r, T_o – условия скважины.

Соотношение (2.63) включает в себя безразмерные величины (критерии подобия), полученные с помощью методов нулевых размерностей и π -теоремы. При этом независимыми размерностями считаются l, HB и η , взятые в качестве базисных и являющиеся независимыми друг от друга.

Критерии подобия для УМТ-2168 имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} \Pi_1 = a/\eta \cdot l, \quad \Pi_2 = P_{и}/HB \cdot l, \quad \Pi_3 = V_c/\eta \cdot l, \quad \Pi_4 = \tau_k \cdot \eta, \quad \Pi_5 = q_c/\eta \cdot l, \\ \Pi_6 = A_{ж}/\eta \cdot l, \quad \Pi_7 = P_r/HB, \quad \Pi_8 = T_o. \end{aligned} \quad (2.64)$$

Соотношение (2.63) можно представить в безразмерном виде:

$$\Pi_1 = f(\Pi_2, \Pi_3, \Pi_4, \Pi_5, \Pi_6, \Pi_7, \Pi_8). \quad (2.65)$$

Для равенства критерия Π_1 модельных и реальных показателей требуется учесть равенство всех соответствующих комплексов в скобке, т.е. $\Pi_{1М} = \Pi_{1Н} = \text{idem}$ (2.64–2.65), $\Pi_2, \Pi_3, \Pi_4, \Pi_5$ и Π_7 – моделируют типоразмеры и параметры БТ, режимы бурения, указанные выше в исходных данных, и на их основе проведены соответствующие расчеты. $\Pi_6 = \text{idem}$ для двух установок, так как в экспериментах за основу среды берутся БПЖ аналогичного характера, как и в буровой технологии.

Критерии подобия для АИ-3М:

$$\begin{aligned} \Pi_1 = a/\eta \cdot R, \quad \Pi_2 = P_{и}/HB \cdot R, \quad \Pi_3 = V_c/\eta \cdot R, \quad \Pi_4 = \tau_k \cdot \eta, \quad \Pi_5 = q_c/\eta \cdot R, \\ \Pi_6 = A_{ж}/\eta \cdot R, \quad \Pi_7 = 1/R, \quad \Pi_8 = P_r/HB, \quad \Pi_9 = T_o. \end{aligned} \quad (2.66)$$

Соотношение (2.63) в безразмерном соотношении представим в виде:

$$P_1 = f(P_2, P_3, P_3, P_4, P_5, P_6, P_7, P_8, P_9). \quad (2.67)$$

Расчет критериев подобия обосновывается под реальные условия бурения и рассчитан для установок УМТ-2168 и АИ-3М, моделирующих данные процессы. Рассчитанные значения критериев подобия под АИ-3М представлены в Таблице 2.8, а в Таблице 2.9 – под УМТ 2168. Критерии использовались также ранее в работах [32, 87, 111], в которых рассматривается моделирование процесса изнашивания бурильного оборудования. Авторы этих работ считают целесообразным применение данных установок, позволяющих интерпретировать износ БИ, охватывающих по энергетической нагрузке элементы всей колонны при различных типах режима бурения.

Таблица 2.8 – Критерии подобия для системы «ЛБТ – ГП»

Критерии подобия	Численные параметры	
	ЛБТ – ГП	Диск – ГП на АИ-3М
$P_2 \cdot 10^{-4}$	2,4–155	2,4–155
P_3	1,19–33,2	1,19–33,2
P_4	0,05–0,7	0,05–0,7
$P_5 \cdot 10^{-6}$	7–168	7–168
P_6	idem	idem
P_7	0,034–4,4	0,034–4,4
$P_8 \cdot 10^3$	1,0–21,0	1,0–21,0
P_9	2,0–11,0	2,0–11,0

Таблица 2.9 – Критерии подобия для системы «ЛБТ – ОК»

Критерии подобия	Численные параметры	
	ЛБТ – обсаженный ствол	Диск – Диск на УМТ-2168М
$P_2 \cdot 10^4$	0,31–3,95	0,55–4,4
P_3	2,4–40	15–485
P_4	0,0105–23	0,005–0,35
P_5	0,31–40	23–1000
P_6	idem	idem
P_7	6,5–30,5	2,5–8,5
P_8	2,4–10,5	1,4–5,5

По полученным результатам, показанным в таблице, можно сделать вывод о том, что определяющие свойства испытуемых образцов критерия подобия практически идентичны с критериями, соответствующими реальным условиям процесса строительства скважин.

Характеристика износостойкости металла алюминия на установке АИ-3М отражает критерия подобия P_8 и P_9 . Последний критерий, связанный с объёмной температурой промывочной жидкости, имеет прямое влияние на износостойкость материалов при трении. Согласно работам [28, 31], данное влияние зависит от удельной мощности трения и состава БПЖ, таким образом, что чем ниже удельная мощность трения, тем меньше влияние на износостойкость материала от температуры. Критерием P_8 в процессе опытов можно пренебречь, так как он соответствует удельным давлениям на поверхности контакта трения и в 2 раза выше гидравлических давлений в условиях скважины.

2.4.3 Обоснование выбора образцов металла и горных пород для исследования их механических свойств

Для исследования влияния размера зерна на механические, триботехнические свойства, а также коррозионную стойкость в различных промывочных жидкостях в качестве модельных материалов выбраны образцы из промышленных алюминиево-литиевых сплавов 1420 (92,18 % Al – 5,5 % Mg – 2,2 % Li – 0,12 % Zr), 1460 (95,18 % Al – 2,5 % Cu – 2,2 % Li – 0,12 % Zr) и 1421 (94,18 % Al – 5,5 % Li – 0,12 % Zr – 0,2 % Sc), для оценки возможности их последующего использования в изготовлении ЛБТ, как наиболее легких и прочных на 15–20 %, и используемого в бурении сплава Д16Т, выбранные в качестве модельных материалов. Испытывали контрольные образцы горных пород месторождений (керны) и образцы из стали 45, аналогичным и близким по механическим свойствам сталям, применяемым для изготовления обсадных труб. По критерию абразивности были выбраны керны из доломита (кристаллический, мелкозернистый и малоабразивный).

2.5 Методика изучения антикоррозионных свойств алюминиевых сплавов

Как показывает практика, технологические процессы механической обработки металлов дают возможность изменить их микроструктуру на надмолекулярном уровне, существенно повышая при этом устойчивость металлической поверхности к коррозионному воздействию агрессивных сред [100]. Оценка коррозионной стойкости сплавов наиболее информативна с использованием комплекса гравиметрического (визуального) метода и электрохимических исследований в лабораторных условиях, определяющих конечную возможность установления механизма «растворения» составляющих компонентов. Исследование коррозионной стойкости алюминиевых сплавов осуществляли гравиметрическим методом (ГОСТ 9.506-87) с использованием климатической камеры.

Количественным показателем коррозионной активности металлов является определение скорости коррозии. В лабораторных испытаниях рассчитывают массовый или токовый показатель, так как для прочностных расчетов требуется знание остаточной толщины стенки образца для определения глубинного показателя, который считается наиболее удобным на практике.

При гравиметрических испытаниях площади поверхностей образцов находят на основании измерения их размеров с помощью линейки и штангенциркуля, а массу образцов – на лабораторных аналитических весах I класса точности с ценой деления до 0,0001 грамм. Скорость коррозии K^m образца имеет прямую зависимость от потери массы образца ($\Delta m = m_0 - m_1$) в граммах на единицу поверхности S (м²) в единицу времени τ (ч.):

$$K^m = \frac{m_0 - m_1}{S\tau}, \quad (2.68)$$

где m_0 и m_1 – массы образца до и после коррозии, г.

Если на образце, после снятия параметров, остаются продукты коррозии, то скорость коррозии обозначают K^m и определяют по формуле:

$$K^m = \frac{m_1 - m_0}{S\tau}. \quad (2.69)$$

Имеются ограничения по использованию последнего показателя в связи с тем, что для определения истинной скорости коррозии необходимо знать химический состав продуктов коррозии, зависящий от концентрации коррозионно-активных веществ, времени, рН, температурных условий и условий аэрации.

Простым и «грубым» методом считается визуальный (гравиметрический) метод, который основан на изменении размеров образца и на точном измерении массы металлических образцов за время их пребывания в агрессивных средах, водных растворах и технологических жидкостях. Метод включает четыре стадии подготовки и выполнения: отбор образцов, подбор оборудования, подготовка к испытаниям и проведение испытаний. [15, 22]. Соотношение площади образца и объема раствора должно равняться 1:10, на середине одной из сторон образца просверливается отверстие для подвешивания. Оборудование, применяемое для проведения коррозионных испытаний, обеспечивает стабильное поддержание и контроль над основными параметрами и должно соответствовать исключению возможности щелевой и контактной коррозии, возникающей между стенками установок и образцами, и между сопоставленными друг другу образцами. Оборудование для испытаний выбирается из коррозионностойкого материала (стекла). Непосредственно перед испытаниями проводится очистка поверхности образцов алюминиевого сплава, они подвергаются травлению и обезжириванию. Подготовленные образцы закрепляются на испытательной установке в вертикальном направлении держателем, с учетом этого должно обеспечиваться свободное взаимодействие образца с коррозионной средой. Для проведения исследований используются БПЖ с различной концентрации рН, от 7 до 11, соответствующие моделям среды реального бурения. Продолжительность испытаний для алюминиевых сплавов составляет 90 суток. После окончания испытаний образцы вынимают, проводят визуальную оценку, взвешивание и съем геометрических параметров образцов. На основе полученных данных строятся графические зависимости «коррозионные потери – время». При оценке результатов испытаний по изменению массы используют ГОСТ 17332-71 [21].

Кинетика процесса гравиметрическим методом заключается в определении скорости коррозии испытуемого сплава от времени.

Однако данный метод может дать недостоверные качественные и количественные показатели.

Наиболее распространенным видом коррозии в нефтегазовой промышленности является электрохимическая коррозия, которая образуется из-за электрохимического взаимодействия металла с электропроводящей средой. Исследование электрохимических процессов в системе «электрод – электролит» сводится к применению потенциостата–гальваностата [24, 144]. В настоящей работе используется потенциостат–гальваностат фирмы Elins P-30J. Это программно-аппаратный комплекс, состоящий из измерительного блока потенциостата и персонального компьютера с установленной программой (Рисунок 2.19), используемый для исследования любых электрохимических процессов. До начала испытаний собирается трехэлектродная ячейка и подключается к потенциостату. Для этого в прижимную электрохимическую ячейку (Рисунок 2.20) в элементы корпуса закрепляются испытуемый и металлический образец в качестве проводника, далее заливается технологическая жидкость и в корпус помещаются хлорсеребряный электрод сравнения и вспомогательный электрод, к собранной установке подключаются клеммы потенциостата.

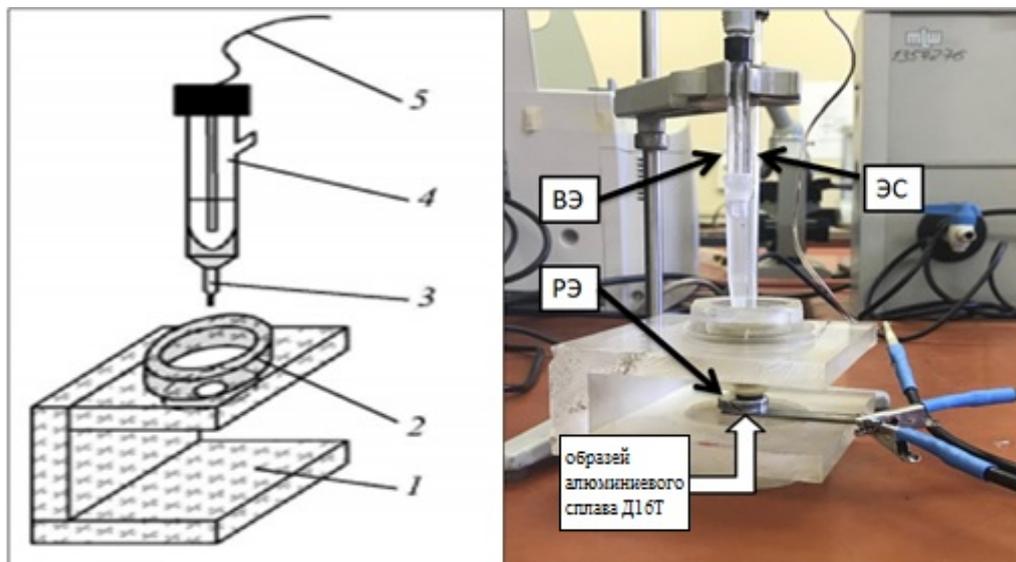


Рисунок 2.19 – Трехэлектродная электрохимическая ячейка,

где 1 – корпус, 2 – стакан, 3 – капилляр, 4 – электрод сравнения,
 5 – контактный провод, РЭ – рабочий электрод,
 ВЭ – вспомогательный электрод, ЭС – электрод сравнения

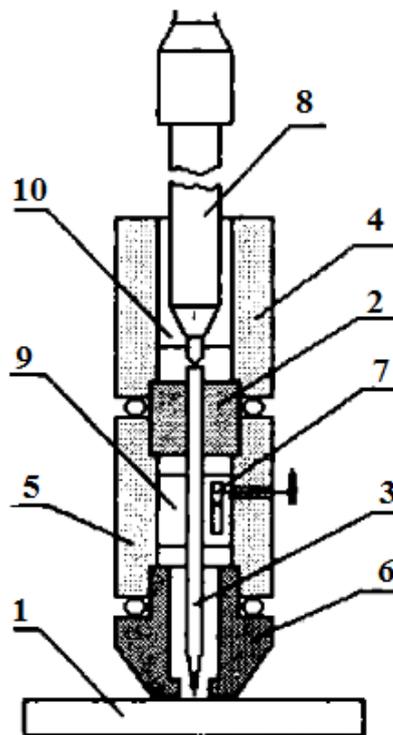


Рисунок 2.20 – Прижимная электрохимическая ячейка, где: 1 – образец;
 2 – разделительная прокладка; 3 – капилляр Габера-Луггина; $4, 5, 6$ – элементы
 корпуса; 7 – вспомогательный электрод из платины; 8 – хлорсеребряный электрод
 сравнения; 9 – рабочий электролит; 10 – буровой раствор с различной
 концентрацией рН

С помощью кнопки «Мониторинг» ПО проверяется правильность соединения клемм, при этом начинается измерение потенциала. Далее задаются стартовые параметры линейной развертки, которая может осуществляться как для потенциала, так и для тока. С помощью поляризационных диаграмм определяются массовый и глубинный показатели коррозии, а также защитная способность ингибиторов. Значения тафельского участка и его коэффициентов анодной (a_a и b_a) и катодной (a_k и b_k) ветвей поляризационной диаграммы определяются методом аппроксимации кривых. Программа для обработки

поляризационных диаграмм выдает уравнения касательных в координатах $\lg I = aE + b$. Точка пересечения полученных касательных соответствует потенциалу и плотности тока коррозии двухэлектродной системы.

Массовый показатель коррозии рассчитывается как:

$$K^m = \frac{l_k \cdot A \cdot 3600}{96487 \cdot S \cdot n} = \frac{l_k \cdot A}{26,8 \cdot S \cdot n}, \text{ г/М}^2 \cdot \text{ч}, \quad (2.70)$$

где l_k – коррозионный ток, А;

A – атомная масса металла, г/моль;

3600 – количество секунд в часе;

96487 – число Фарадея, Кл/моль (А·с/моль);

S – площадь контактирующей поверхности металла, м²;

n – валентность металла.

Глубинный показатель коррозии Π рассчитывается:

$$\Pi = \frac{K_m}{\rho} 8760 \cdot 10^3, \text{ мм/год}, \quad (2.71)$$

где ρ – плотность металла, г/см³;

8760 – число часов в году;

10³ – коэффициент пересчета.

Однако, имеются «технологические затруднения» при проведении электрохимических научно-исследовательских работ, связанных с интерпретацией результатов. Коррозионные аспекты электрохимии конденсированных сред (технические металлы и сплавы в агрессивных технологических жидкостях) не адаптированы к повседневной практике «коррозионных испытаний», особенно в области нетрадиционных для основных направлений исследований коррозии жидких техногенных сред с высокой вязкостью и щелочными значениями рН (буровые растворы или БПЖ). Сложность их рецептуры и высокие значения щёлочности (рН = 11) определяют реальность применения для оценки интенсивности коррозионных процессов используемых сплавов лишь гравиметрическим методом.

В последнее время рядом авторов выдвинуты новые теоретические представления электродинамики конденсированного состояния, которые

позволяют проводить исследования свойств многокомпонентных физико-химических систем [50–52]. Основой данных подходов является наличие линейных связей между молекулярной и электрической структурами вещества [8]. В аспекте коррозии представлен как процесс переноса массы и энергии. Движущей силой этих процессов выступает стационарное электрическое поле в форме полного дипольного момента единицы объема конденсированных сред.

Верхний предел 10^{-9} А (наноампер) составляет порядок силы микроскопических токов, который был получен экспериментально и расчетным путями [14], нижний предел – 10^{-12} А [72, 82]. Физический смысл данных токов заключается в соответствующих порядках расчетных величин уровней [14, 82, 83], а средняя плотность заключается в понятии дивергенции, которая имеет прямую зависимость от электрического момента \mathbf{P} и единицы объема среды, взятого с обратным знаком:

$$\bar{\rho} = -\nabla \cdot \mathbf{P}, \quad (2.72)$$

Измерение параметра поля и связанный с ним массоперенос в системе коррозии лежит в основе реализации электродинамических подходов, теоретическое обоснование которых дано ниже.

Приложенное поле создает полный дипольный (электрический) момент в системе, вектор \mathbf{P} соответствует «энергетическим возможностям» массопереноса [42].

Химический потенциал μ как произведенная полезная механическая работа по перемещению масс m [54]:

$$\mu = \left(\frac{\partial G}{\partial m} \right)_T, \quad (2.73)$$

где dQ – тепловая функция [54];

$$A = \int \mu dm - \int dQ. \quad (2.74)$$

Электрический потенциал введен как [54]:

$$\varphi = \left(\frac{\partial G}{\partial \rho_q} \right)_c, \quad (2.75)$$

где G – свободная энергия;

ρ_q – плотность заряда.

Вышеописанные соотношения основываются на применении законов электрического заряда и сохранения массы [40–44], эквивалентность которых определена перестановкой индексов «заряд – масса». На участке цепи (материал) регистрируют ЭДС и ток, относящийся к массопереносу, независимо от механизма дипольного поля объемного заряда в конденсированной системе. Физическим смыслом являются уравнение движения и закон сохранения количества вещества материала. Постоянный потенциал обеспечивает постоянную скорость выхода микроскопических и макроскопических токов на максимум и представлен в виде величины радиус-вектора плотности тока обмена порядка 10^{-9} м (нанометр, нм). Эти энергетические данные полностью отражают квантово-механические особенности строения и функцию структуры решетки материала, которые нашли отражения в значениях макроскопического потенциала всего образца.

Плотность тока коррозии выступает кинетическим показателем коррозионного массопереноса и зависит от напряженности стационарного электрического поля макроскопического образца. Данная система представлена в виде закона Ома с проводимостью σ плотность тока j [14, 54, 82]:

$$j = \sigma E. \quad (2.76)$$

Методика экспериментально представлена в [45–47]. Работы экспериментальным путем получения коррозионного массопереноса и общие методы измерения параметров электрохимических процессов показаны в публикациях [46, 47].

2.6 Выводы по главе 2

1 Обоснован выбор методики экспериментальных исследований, а также предложена математическая модель для расчета комбинированной БК, состоящей из стальных труб на вертикальном и криволинейном участках скважины и легкосплавных труб на горизонтальном участке.

2 Проведен анализ параметров физического подобия процесса изнашивания

в зоне контакта образцов на модернизированных машинах трения УМТ-2168М и АИ-3М в испытательных и промышленных условиях.

3 Проведены исследования триботехнических параметров алюминиевых сплавов и БПЖ, в ходе которых осуществлено моделирование физического процесса трения между бурильными и обсадными трубами и ГП.

4. Исследована коррозионная стойкость алюминиевых сплавов гравиметрическим и электрохимическим методами с использованием климатической камеры и потенциостатов IPC-Pro M и Elins P-30J.

ГЛАВА 3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

3.1 Экспериментальное изучение влияния метода интенсивной пластической деформации на структуру алюминиевого сплава

Проведены металлографические и электронно-микроскопические исследования структуры материалов сплавов 1420 и Д16Т на базе кафедры «Материаловедения и физики металлов» Уфимского государственного авиационного технического университета. Исходная, до ИПД, структура в сплаве после литья была крупнозернистой. Средний размер зёрен в сплаве составлял 5 и 8 мкм.

Субмикроструктурную структуру получали методом РКУП [85, 128]. Метод основан на использовании деформации сдвига, ИПД осуществляется вдоль плоскости пересечения каналов. Для получения СМК структур требуется 8-кратное повторение РКУП одного и того же образца.

Оптическую микроскопию изготовленных образцов проводили на просвечивающем электронном микроскопе JEM-2000 EX [75, 145]. На Рисунках 3.1 и 3.2 представлены результаты исследования структуры сплава 1420 и Д16Т.

Видно, что исходная микроструктура деформированного прутка алюминиевого сплава 1420 характеризуется сильной неоднородностью. Структура состоит из крупных, вытянутых вдоль направления прессования, зерен, в приграничных областях которых находятся скопления мелких рекристаллизованных зерен (вторая фаза). Средний размер мелких зерен составляет ≈ 5 мкм. Размер крупных вытянутых зерен – 168 мкм в продольном и 19 мкм в поперечном направлениях (Рисунок 3.1, а). После РКУП формируется почти полностью рекристаллизованная структура, т.е. вторая фаза растворяется в зерне и скопления рекристаллизованных зерен на границах не наблюдается при 325°C до предельной степени деформации (Рисунок 3.1, б). Большинство границ зерен имеют четкие контуры, что позволяет говорить о формировании

равновесной рекристаллизованной структуры материала со средней плотностью дислокаций в зернах приблизительно 6×10^{14} .

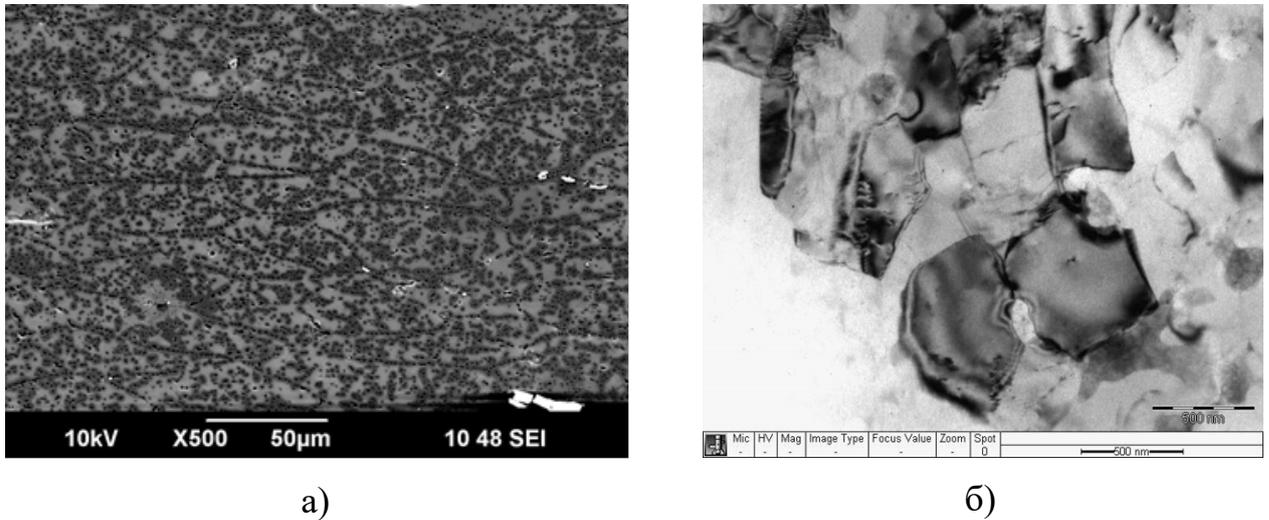


Рисунок 3.1 – Структура сплава 1420: а) макроструктура исходного образца; б) микроструктура сплава после ИПД методом РКУП

На Рисунке 3.2 представлена микроструктура сплава Д16Т в исходном состоянии и после ИПД. С помощью оптической металлографии в поляризованном свете установлено, что микроструктура в исходном состоянии является частично рекристаллизованной со средним размером зерна 8 мкм (Рисунок 3.2, а). Применение ИПД приводит к измельчению зерна более чем в 40 раз (Рисунок 3.2, б). Средний размер зерна составляет 0,2 мкм.

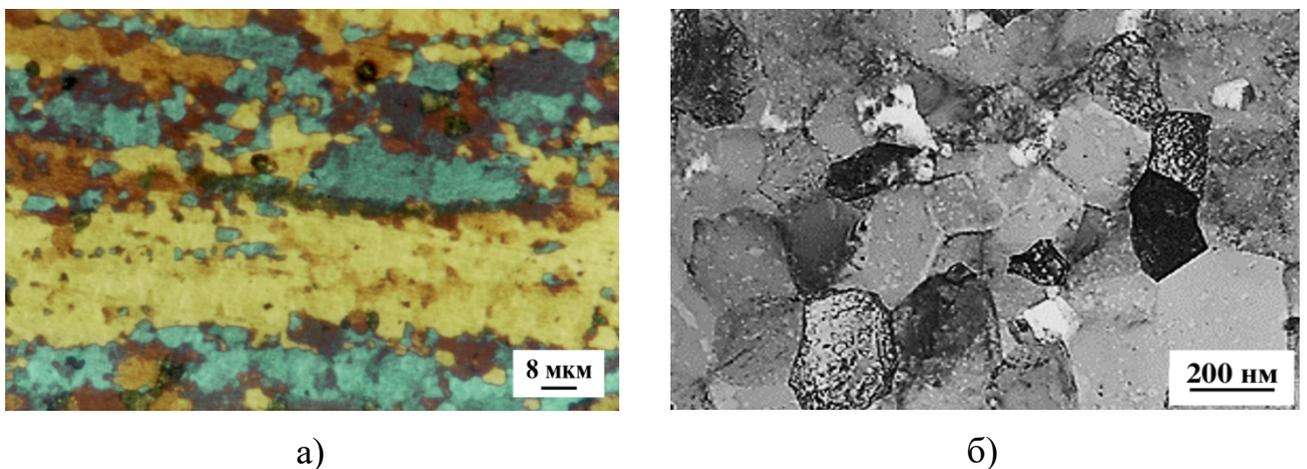


Рисунок 3.2– Микроструктура сплава Д16Т: а) исходная; б) после ИПД

Как показали электронно-микроскопические исследования структуры, отжиг образцов приводит к исчезновению контуров экстинкции в теле зёрен и появлению чёткого полосчатого контраста на границах зёрен. Известно, что при пластической деформации границы зёрен являются источником и стоком решёточных дислокаций [11, 34]. Очевидно, что отжиг образцов приводит к равновесному состоянию границ зёрен. Внесённые зерна граничные и решёточные дислокации частично аннигилируют. В результате снижаются внутренние напряжения, границы зёрен становятся свободными от внесённых решёточных дислокаций. При пластической деформации границы вновь приобретают способность поглощать решёточные дислокации, что приводит к повышению относительного удлинения до момента разрушения.

Проведенные исследования показали, что, применяя метод ИПД (РКУП), можно не только существенно (на порядки) измельчать структуру сплавов, но и получать различные состояния границ зёрен. Детальные исследования структурных изменений в процессе ИПД показали, что фрагментация структуры сплава происходит благодаря формированию равновесной рекристаллизованной структуры.

3.2 Влияние изменения структуры алюминиевого сплава на триботехнические, механические и коррозионные свойства

3.2.1 Исследование коррозионных и механических свойств сплава в различных средах, аналогичных реальным условиям бурения

Коррозионные исследования направлены на исследование диапазона рН агрессивных сред в целях снижения скорости коррозии материалов сплавов Д16Т, 1460 (Al-Cu-Zr) до и после метода ИПД на основе гравиметрического и электрохимического методов.

Исследования с использованием электрохимического метода с помощью потенциостата Elins P-30J заключались в получении показателей процесса

коррозии на основе построения поляризационных кривых для образцов Д16Т до и после обработки в различных средах и в дальнейшем анализе данных (Рисунки 3.3–3.4).

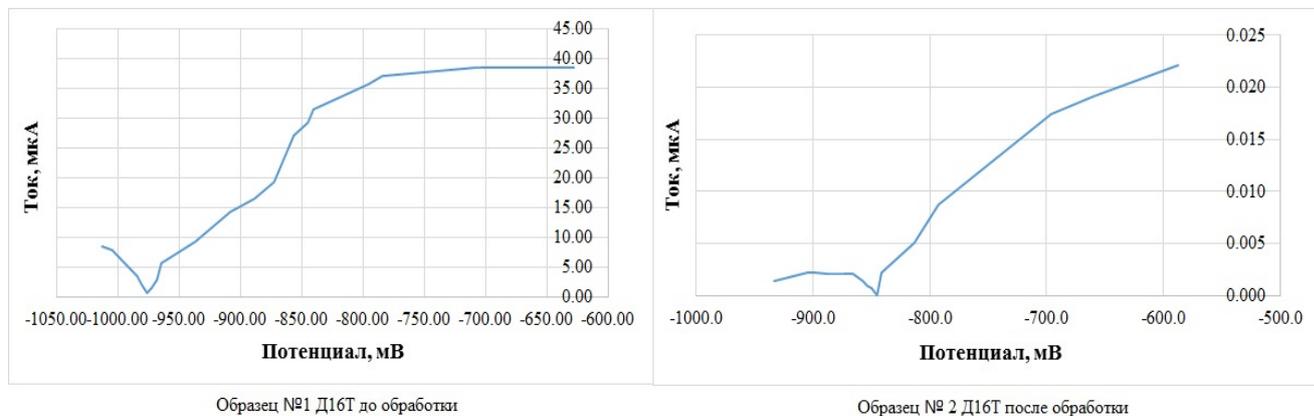


Рисунок 3.3 – Поляризационные кривые для сплава Д16Т до и после обработки в боровом растворе (рН = 9)

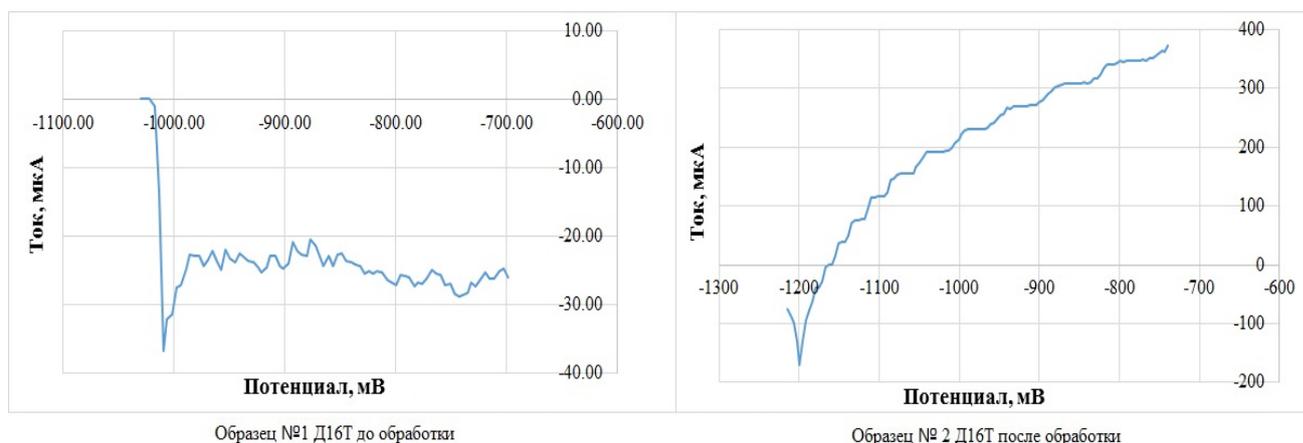


Рисунок 3.4 – Поляризационные кривые для сплава Д16Т до и после обработки в боровом растворе (рН = 12)

В ходе гравиметрических испытаний получены зависимости потери массы и скорости коррозии образцов материалов 1460 и Д16Т при их контакте с агрессивной средой (Рисунок 3.5 и 3.6). В качестве модельного использован биополимерный раствор (БР) с добавлением гидроксида натрия $NaOH$: техническая вода + 0,1 % Na_2CO_3 + 0,15 % бактерицид + 0,4 % полианионная целлюлоза низкой вязкости (ПАЦ НВ) + 0,4 % ксантановая смола. Различная

концентрация *NaOH* изменяла *pH* от 7 до 11.

Показано, что в нейтральной среде потеря массы остается неизменной для всех видов образцов.

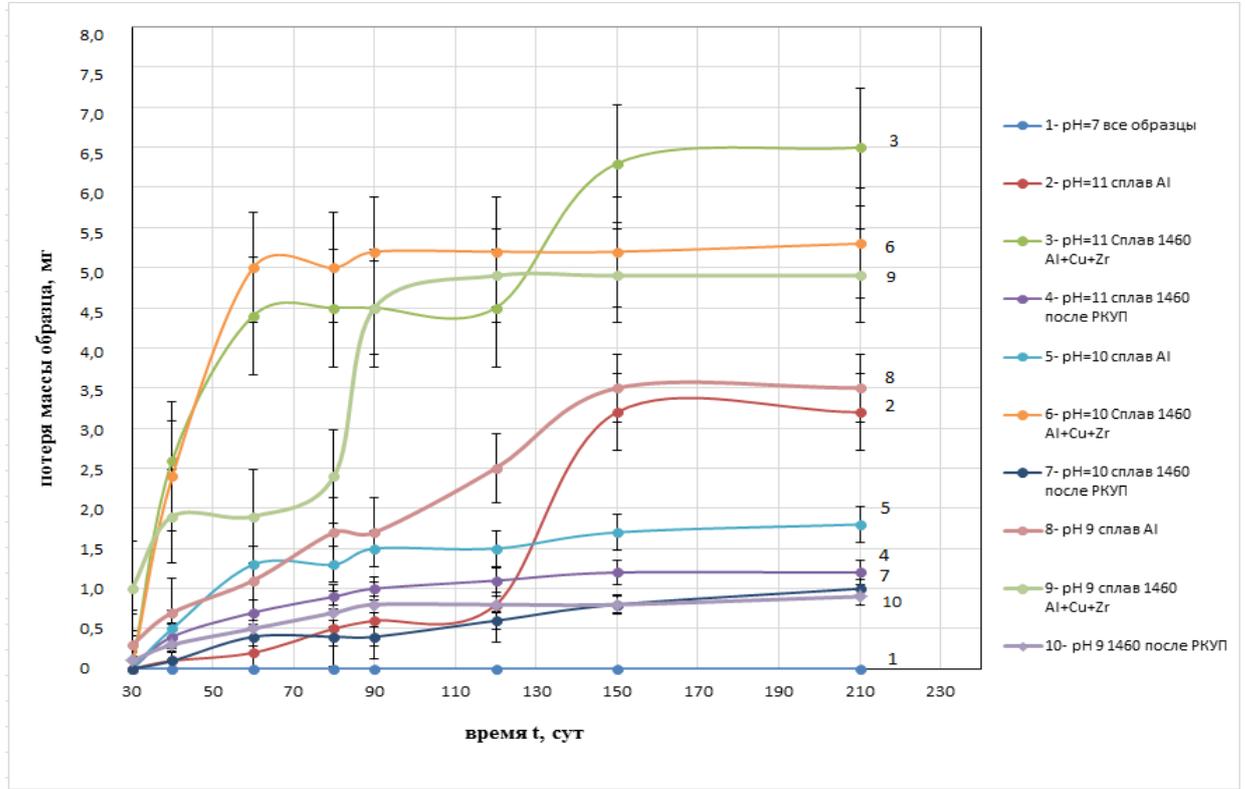


Рисунок 3.5 – График зависимости потери массы сплавов от времени взаимодействия с агрессивными средами

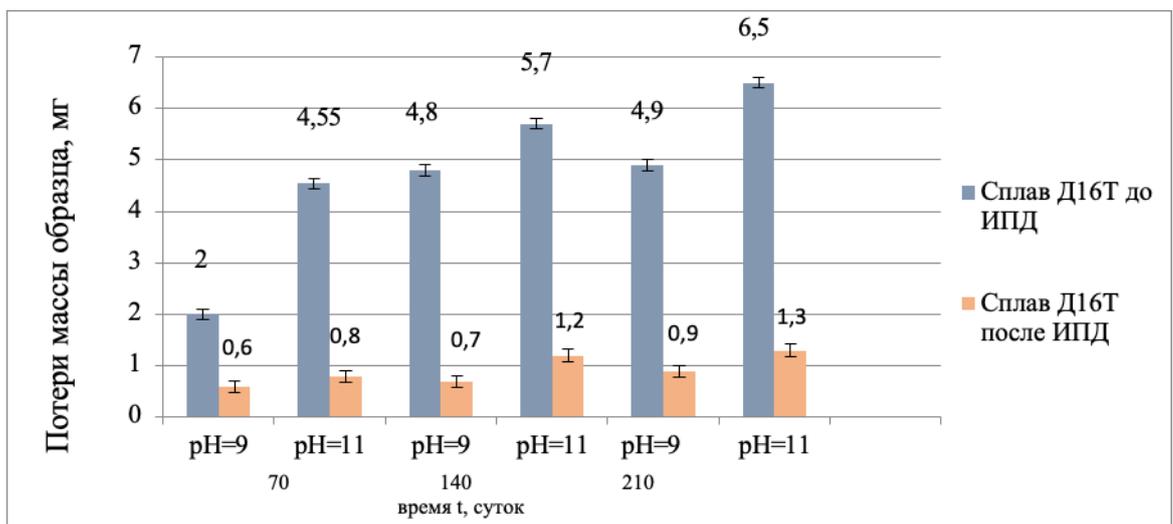


Рисунок 3.6 – Потеря массы образцов из сплава Д16Т в зависимости от pH среды и времени

По мере увеличения в растворе концентрации NaOH скорость коррозии образцов без ИПД растет вследствие растворения в щелочной среде оксидной пленки на поверхности сплава. У образцов после ИПД потеря массы со временем увеличивается незначительно, сплав корродирует очень слабо, что играет существенную защитную роль.

Сравнительные показатели скорости коррозии образцов из сплава Д16Т до и после обработки за 210 суток приведены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты гравиметрических исследований образцов алюминиевого сплава Д16Т

Параметры среды и условия испытаний	Потеря массы за 210 сут., мг	Скорость коррозии К, мг/(см ² · сут.)
pH = 9, до ИПД	4,9	0,0026
pH = 9, после ИПД	0,9	0,0012
pH = 11, до ИПД	6,5	0,0035
pH = 11, после ИПД	1,3	0,0019

На основе вводных данных также определена электродинамическая зависимость для процесса коррозионного массопереноса образцов Д16Т до и после ИПД и чистого алюминия (Рисунки 3.7–3.9).

Рассмотренные теоретические (раздел 2.4) и вышеуказанные практические экспериментальные аспекты коррозии в буровых средах при разработке общей методологии исследования дают возможность изучить и повысить механических свойства используемых перспективных материалов ЛБТ.

В рамках разработки технологий новых и модифицированных материалов бурового оборудования полученные результаты позволяют оценить эффективность повышения основных показателей механического воздействия на алюминиевые сплавы, коррозионная устойчивость которых существенно возрастает.

Электродинамический подход в сочетании с традиционным определением интенсивности коррозионного массопереноса гравиметрическим методом способствует значительному упрощению трудоёмких электрохимических

исследований процессов коррозии металлов и сплавов для изготовления БТ.

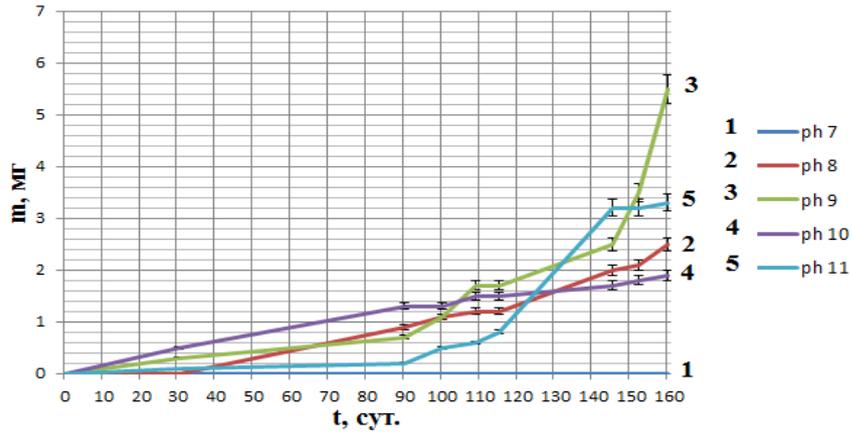


Рисунок 3.7 – Электродинамическая зависимость Al стружка ХЧ

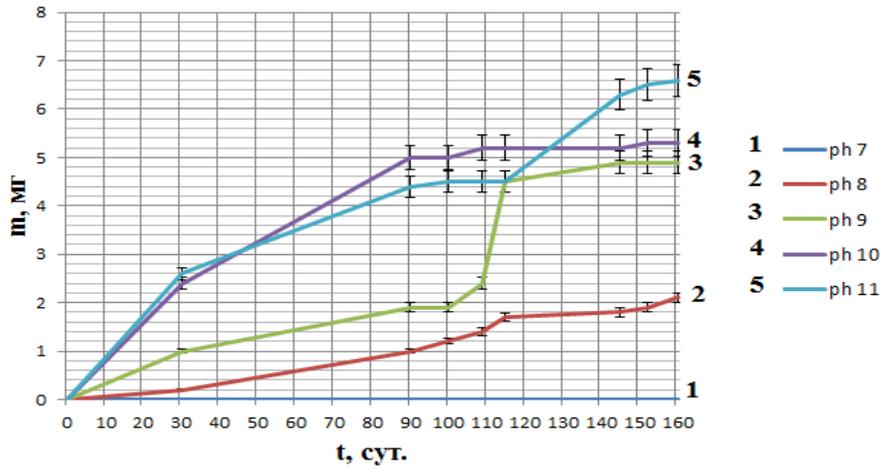


Рисунок 3.8 – Электродинамическая зависимость алюминиевого сплава Д16Т до ИПД

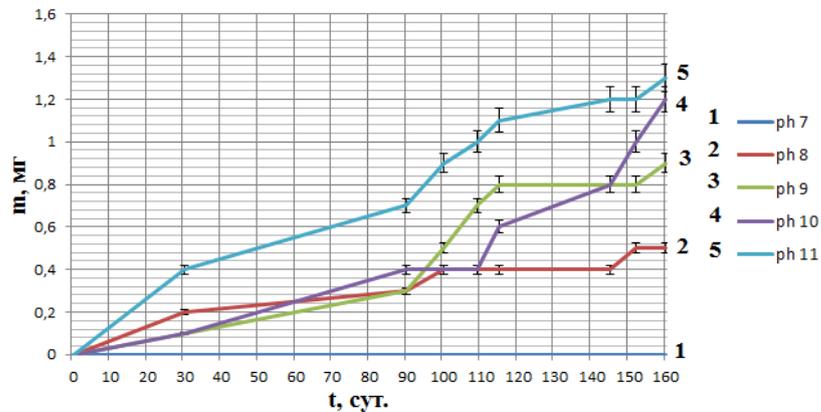


Рисунок 3.9 – Электродинамическая зависимость алюминиевого сплава Д16Т после ИПД

В процессе работы выявлена зависимость массового показателя коррозии алюминиевого сплава Д16Т в щелочной среде от плотности тока, потенциала и показателей среды $pH = 9$ и $pH = 12$. Процесс коррозии сплава Д16Т в среде с $pH = 9$ происходит с меньшей скоростью, чем в среде с $pH = 12$, при этом скорость коррозии значительно выше у образцов, не прошедших предварительную обработку. Также в ходе испытания отмечается интенсивное выделение водорода на поверхности образцов, что свидетельствует об интенсивном процессе катодной деполяризации. Согласно поляризационным характеристикам, образцы после обработки в коррозионной среде имеют меньшую скорость коррозии (в частности, при $pH = 12$).

Температурные испытания сплава Д16Т не проводились, так как геотермический градиент, описывающий прирост температуры ГП в $^{\circ}C$ на единицу глубины, изменяется в среднем за единицу глубины 100 м на $2,7^{\circ}C$. Для среднестатистической скважины глубиной по вертикали до 3000 м температурный градиент составит $81^{\circ}C$, при этом максимально допустимая рабочая температура алюминиевых сплавов составляет $120\text{--}220^{\circ}C$.

Механические характеристики металлических образцов определялись по методу М.С. Дрозда, относящемуся к первому классу измерения твердости, которая характеризует упрочняемость материала и оценивается коэффициентом упрочнения или равномерной деформацией на растяжение.

Анализ изменения механических свойств образцов алюминиевого сплава, подвергшегося воздействию коррозионной среды, сводится к экспериментальному определению твердости материала по методу Роквелла. На основании полученного параметра твердости косвенным методом определяются следующие параметры: пластическая твердость, предел прочности, предел текучести, относительное сужение, относительное удлинение.

Для исследования были взяты два вида образцов алюминиевого сплава Д16Т до и после ИПД, ранее подвергшиеся коррозии в средах pH от 7 до 11. С помощью прибора твердомер Роквелла модель 574 определена твердость. Для статистической оценки характеристик погрешности измерения проводились 5 раз.

По результатам лабораторных испытаний получены показатели значения твердости, которые представлены в Таблицах 3.2 и 3.3.

Таблица 3.2. – Параметр твердости алюминиевого сплава Д16Т до ИПД

Параметры pH среды и показателей твердости	1	2	3	4	5	Среднее значение по всем измерениям
Без коррозии	73,1	75,5	74,3	73,2	75,3	74,28
pH=7	58,4	67,8	69,2	70,6	68,5	66,9
pH=8	60,2	61,4	68,8	60,2	65,6	63,24
pH=9	64,9	58,8	58,2	55,1	65,4	60,48
pH=10	63,4	57,4	54,2	55,5	53,2	56,74
pH=11	49,9	48,2	50,9	48,2	48,9	49,22

Таблица 3.3 – Параметр твердости алюминиевого сплава Д16Т после ИПД

Параметры pH среды и показателей твердости	1	2	3	4	5	Среднее значение по всем измерениям
Без коррозии	81,3	83,1	86,3	82,6	83,3	83,32
pH=7	82,8	78,5	76,5	79,2	75,2	78,44
pH=8	70,2	71,4	72,8	80,8	75,6	74,16
pH=9	65,6	72,7	62,4	62,5	69,5	66,54
pH=10	68,4	58,4	64,2	62,2	66,9	64,02
pH=11	50,1	52,9	57,1	56,3	57,3	54,74

После нахождения показателей значения твердости по методу Роквелла механические характеристики металлических образцов определяли методом М.С. Дрозда, относящимся к первому классу измерения твердости, который характеризует упрочняемость материала и оценивается коэффициентом упрочнения или равномерной деформацией на растяжение. После измерения значений твердости HRB, в соответствии с подходом М.С. Дрозда определялись предел прочности σ_b , предел текучести $\sigma_{0,2}$ и относительное удлинение δ образцов с помощью нового числа твердости H (кг/мм²) (Таблица 3.4), определяемого по формуле

$$H = \frac{9000}{130 - HRB}, \quad (3.1)$$

где HRB – значение твердости по шкале Роквелла.

Значение предела прочности σ_b (МПа) и условного предела текучести $\sigma_{0,2}$

(МПа) вычисляются следующим образом:

$$\sigma_e = 9,55(\sqrt{122 + H} - 12,2) \cdot 9,81, \quad (3.2)$$

$$\sigma_{0,2} = K_s \cdot H \cdot 9,81, \quad (3.3)$$

где K_s – безразмерный коэффициент, являющийся функцией модуля упругости E и коэффициента Пуассона μ .

Относительное сужение ψ_k (%) ищется с помощью выражения

$$\psi_k = \frac{6100}{H} + 36,6, \quad (3.4)$$

Относительное удлинение δ (%) определяется по корреляционной зависимости

$$\delta = 1725 \cdot H^{-0,79}, \quad (3.5)$$

Полученные результаты приведены в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Механические характеристики алюминиевого сплава Д16Т

Условия испытаний и рН среды	HRB	σ_b , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ ,%
До ИПД при рН = 7	74,28	434,52	396,13	31,07
рН = 9	60,48	342,65	317,50	37,00
рН = 11	49,22	288,35	273,24	41,66
После ИПД при рН = 7	83,32	519,27	472,85	27,01
рН = 9	66,54	378,73	347,82	34,43
рН = 11	54,74	313,19	293,28	39,39

Видно, что коррозионная активность среды значительно повлияла на механические характеристики материала: с повышением рН среды механические свойства снижаются. По экспериментальным и аналитическим расчетам видно, что метод ИПД позволяет увеличить твердость алюминиевых сплавов на 11% и предел текучести на 12%. Приведенные в Таблице 3.4 результаты нашли подтверждение при проведении металлографических и электронномикроскопических исследований структуры сплава Д16Т.

Относительная ошибка измерения скорости изнашивания a составила 1,7 %, механических характеристик ($\sigma_{0,2}$, σ_b , δ , HRB) – 3,4 %, скорости коррозии металла K^m – 2 %.

3.2.2 Исследование трения и изнашивания в системе «Легкосплавная бурильная труба – обсадная колонна» в среде различных буровых промывочных жидкостей

Для изучения влияния алюминиевых сплавов после обработки методом ИПД на параметры фрикционного взаимодействия пары «ЛБТ – ОК» проведены сравнительные триботехнические испытания образцов дисков, изготовленных из сплава Д16Т до и после обработки методом ИПД и стали 45 в средах промывочной жидкости, обработанной распространенными смазочными добавками (Таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Влияние реагентов на коэффициент трения пары «ЛБТ – ОК»

Буровой раствор	Параметры скорости изнашивания диска сплава 1420 (a , мм/ч) / коэффициент трения (φ) при интенсивности нагрузки P_u , Н/мм	
	Коэффициент трения, φ	Скорость изнашивания, a (мм/час)
До обработки РКУП		
1 ПГР (Вода + 4% Бентонит + 0,2% ЧГПАА + 0,1% NaOH)	0,25–0,35	0,02722
2 ПГР + Lubriol	0,21–0,31	0,02430
3 ПГР + Eco Lube	0,22–0,31	0,02139
4 ПГР + Фк200	0,25–0,35	0,02041
5 ПГР + АКС303	0,20–0,25	0,02333
После обработки РКУП		
6 ПГР (Вода + 4% Бентонит + 0,2% ЧГПАА + 0,1% NaOH)	0,25–0,35	0,01518
7 ПГР + Lubriol	0,20–0,25	0,00834
8 ПГР + Eco Lube	0,20–0,25	0,01385
9 ПГР + Фк200	0,20–0,31	0,01214
10 ПГР + АКС303	0,20–0,25	0,00986

Аналогичные испытания в паре «ЛБТ – ОК» с введением смазочной

добавки «Буринтех лубрикант» (БЛ) показали улучшение противоизносных свойств раствора в среднем в 5 раз при наличии в ПГР добавки БЛ и в 13 раз при наличии БЛ и одновременном проведении ИПД. В отсутствие БЛ проведение ИПД не столь эффективно, так как приводит к незначительному снижению скорости изнашивания металла (Рисунок 3.10).

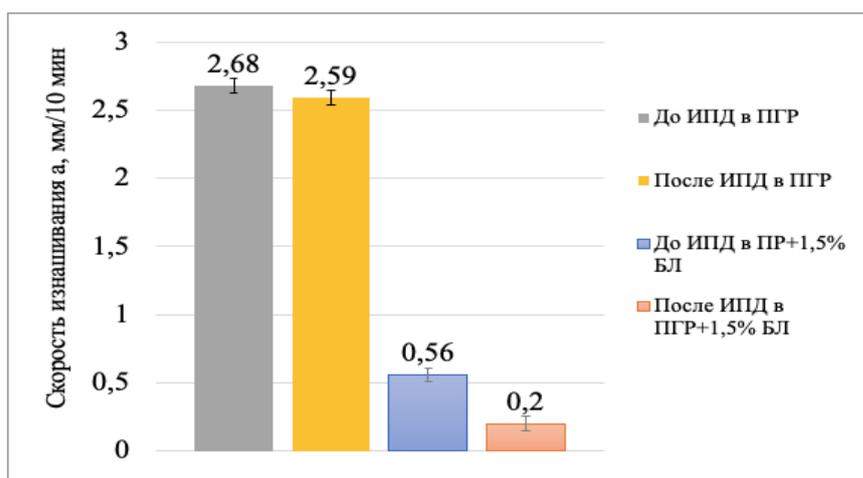


Рисунок 3.10 – Зависимость скорости изнашивания сплава Д16Т до и после ИПД при трении о сталь 45 в среде ПГР с добавкой БЛ

3.2.3 Исследование трения и изнашивания в системе «Легкосплавная буровая труба – горная порода» в среде различных буровых промывочных жидкостей

Определение износостойкости легкого алюминиевого сплава заключается в проведении экспериментов, имеющих несколько серий опытов с регулированием осевой нагрузки по тарировкам.

Как показано в главе 2, эксперимент проводится на установке АИ-3М, включающей в себя систему выставления осевой нагрузки, подачи образцов, в том числе ГП (керна) и БПЖ.

На первом этапе в качестве образцов взяты алюминиевый сплав 1420 до обработки методом РКУП и контрообразец керна – доломит. На основе полученных данных построены графики зависимости коэффициента трения

образцов от подаваемой интенсивности нагрузки.

В качестве среды использовались вода и ИГР: техническая вода + 8 % бентонит + 0,1 % NaOH + 0,2 % Na₂CO₃ + 0,5 % карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) + 0,1 % нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ) + 2 % KCl + 35 % мел + 1 % смазочная добавка буровая (СДБур), предназначенная для обработки буровых растворов при строительстве разведочных, эксплуатационных, наклонно-направленных, горизонтальных скважин.

По предварительным экспериментам при оценке противоизносных свойств применяемых на практике добавок наиболее эффективной из испытанных является смазочная добавка «СДБур» (Таблица 3.6). Добавки вводились в базовый раствор ИГР с концентрацией в 1 %.

Таблица 3.6 – Влияние реагента, содержащего СДБур, на коэффициент трения «ЛБТ – ГП»

Буровой раствор	Параметры скорости изнашивания диска (а мм/ч) / коэффициент трения (φ) при интенсивности нагрузки (P_n), Н/мм		
	50	80	120
1 Вода	1,05/0,335	1,9/0,37	2,4/0,33
2 ИГР	0,3/0,345	0,6/0,395	0,9/0,34
3 ИГР+1% СДБур	0,2/0,285	0,5/0,325	0,7/0,285

Из Таблицы 3.6 видно, что после ввода в БПЖ на водной основе базовой добавки улучшаются показатели триботехнических свойств раствора приблизительно на 19% для ИГР.

Показано, что обработка ИГР эффективной смазочной добавкой «СДБур» улучшает триботехнические свойства данного раствора в среднем на 22 % в процессе взаимодействия с ГП. При этом в технической воде скорость изнашивания металла несоизмеримо выше, чем в ИГР и, тем более, чем в ИГР с добавлением 1 % «СДБур» (Рисунок 3.11).

Также установлено, что при бурении при повышении интенсивности прилагаемой нагрузки скорость изнашивания металла (алюминиевый сплав 1420 после РКУП о доломит № 1) растет, коэффициент трения достигает максимума

при нагрузке 87 Н/мм и далее начинает снижаться (Рисунок 3.12), что связано с разрушением оксидной пленки на металле и отделением слоев оксидов от подложки. Для износа открывающейся ювенильной поверхности требуется уже меньшая удельная энергии, поэтому значения коэффициента трения снижаются [79].

Алюминиевый сплав 1420 является промышленно-литиевым сплавом, реже применяемым в тяжелой промышленности из-за низких физико-прочностных параметров. Однако, из-за меньшего веса, доступности в транспортировке и недорогой себестоимости применение данного материала совместно с обработкой методом РКУП в будущем учитывает перспективность направления в области модернизации буровой техники для строительства глубоких и сверхглубоких скважин.

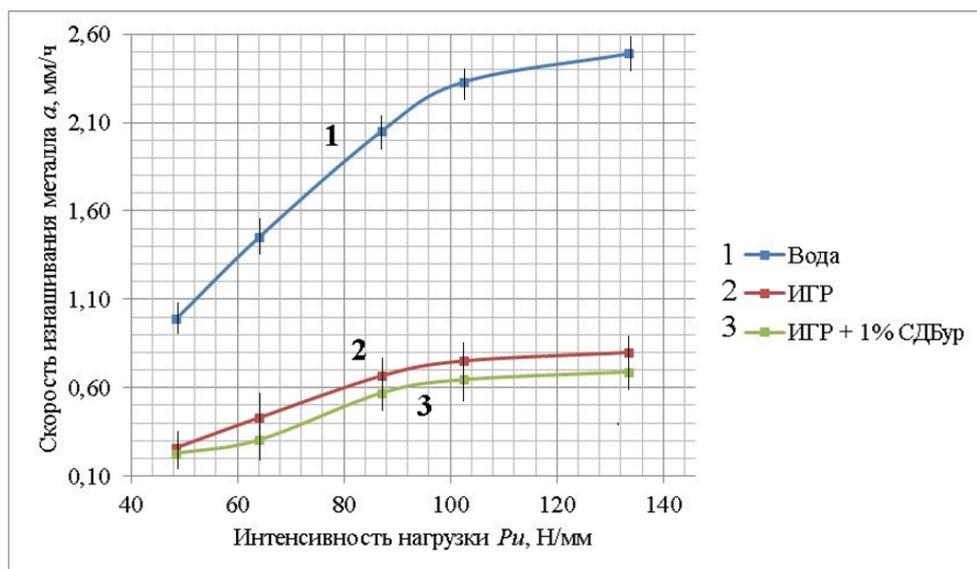


Рисунок 3.11 – Зависимость скорости изнашивания сплава 1420 до РКУП от интенсивности нагрузки в различных промывочных жидкостях

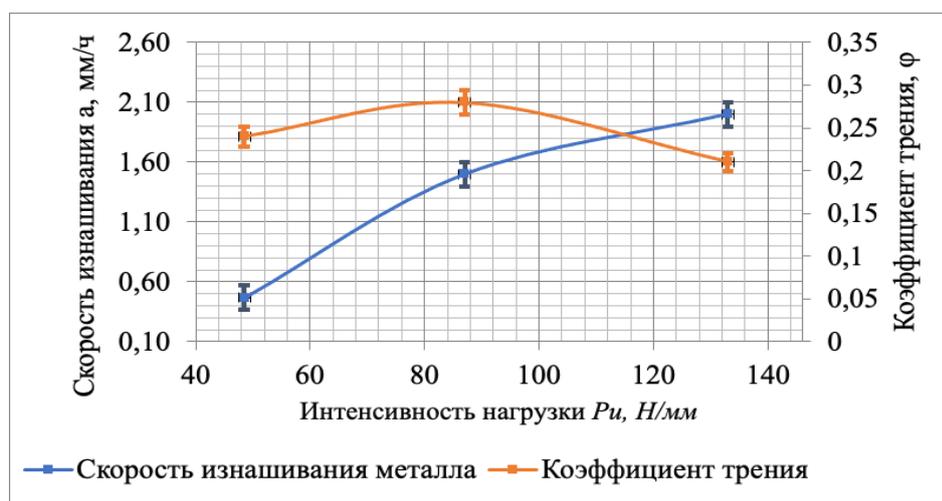


Рисунок 3.12 – Зависимость скорости изнашивания и коэффициента трения в паре «БТ – ГП» от интенсивности нагрузки в технической воде

3.2.4 Изучение влияния смазочных добавок на триботехнические свойства буровых промывочных жидкостей экспресс–экспериментальным методом

Рассматривается влияние различных компонентов смазочных добавок в составе БПЖ на триботехнические свойства экспресс–экспериментальным методом для подтверждения выше полученных результатов применительно к паре трения «ЛБТ – ОК».

При постоянной создаваемой прижимной нагрузке исследованы образцы алюминиевого сплава до и после обработки методом РКУП в системе «ЛБТ – ОК» с помощью прибора Fann Model 212 в БПЖ с широко применяемыми и хорошо зарекомендовавшими себя смазочными добавками «БКР-5», «Ecolube Mi Swaco». В практике бурения концентрация ввода смазочной добавки в ПГР практически всегда составляет 1–1,5%, поэтому в опытах учитывается данный диапазон.

Таблица 3.7 – Результаты триботехнических смазочных добавок в паре трения «ЛБТ – ОК» для образцов алюминиевого сплава до и после обработки

Тип бурового раствора	Скорость изнашивания, мм/10 мин Коэффициент трения		
	Опыт №1	Опыт №2	Опыт №3
До обработки ИПД			

продолжение Таблицы 3.7

1 ПГР	<u>2,679</u> 0,280	<u>2,484</u> 0,320	<u>2,417</u> 0,295
2 ПГР + 1,5% БКР-5	<u>0,563</u> 0,210	<u>0,296</u> 0,190	<u>0,209</u> 0,220
3 ПГР +1,5% Ecolube Mi Swaco	<u>0,280</u> 0,220	<u>0,320</u> 0,195	<u>0,295</u> 0,210
После обработки ИПД	<u>Скорость изнашивания, мм/10 мин</u> <u>Коэффициент трения пары</u>		
4 ПГР	<u>2,588</u> 0,280	<u>2,448</u> 0,275	<u>2,282</u> 0,270
5 ПГР + 1,5% БЛ	<u>0,204</u> 0,130	<u>0,097</u> 0,145	<u>0,079</u> 0,150
6 ПГР + 1,5% БКР-5	<u>0,032</u> 0,100	<u>0,022</u> 0,120	<u>0,209</u> 0,110
7 ПГР+1,5% Ecolube Mi Swaco	<u>0,280</u> 0,220	<u>0,320</u> 0,195	<u>0,295</u> 0,210

Из Таблицы 3.7 видно, что ввод смазочных добавок так же эффективно улучшает смазочные свойства полимерглинистых промывочных жидкостей, как и обработка самого материала. По сравнению с промывочной жидкостью, обработанной добавкой «Ecolube» (лучшей из сравнительного ряда), ввод в ее состав добавок «БКР-5» и «БЛ» позволяет снизить коэффициент трения пары «металл – металл» на 40 %, а скорость изнашивания в 1,5–2 раза, что говорит о высокой эффективности. Наглядно полученные данные представлены на графиках зависимости степени износа от обработки и смазывающей способности бурового раствора (Рисунки 3.13 и 3.14). Относительная ошибка измерения скорости изнашивания a составляла 1,7 %, механических характеристик ($\sigma_{0,2}$, σ_b , δ , HRB) – 3,4 %, скорости коррозии металла K^m – 2 %.

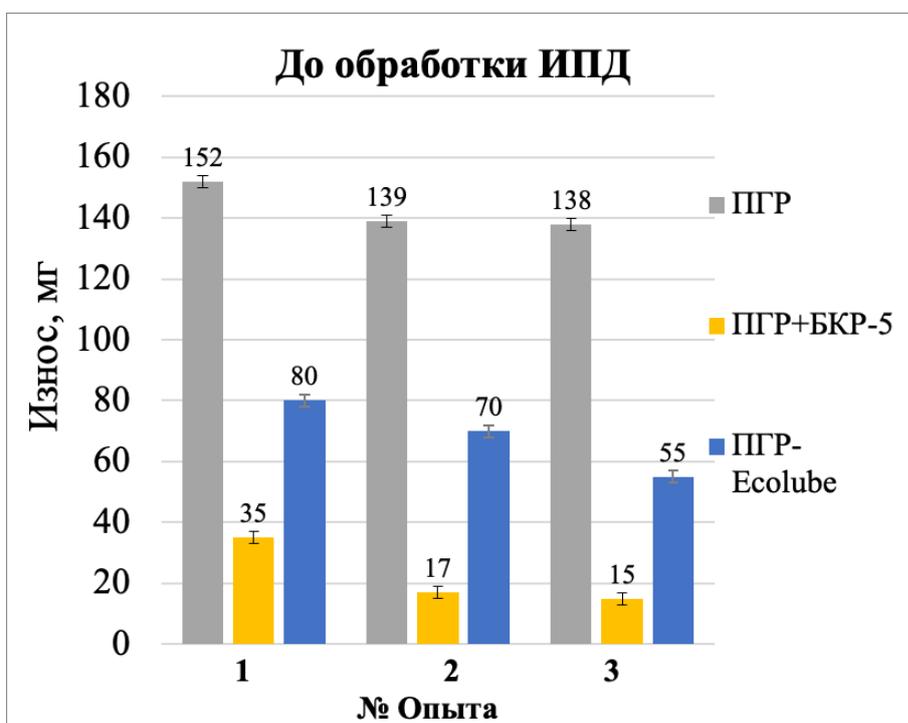


Рисунок 3.13 – Результаты испытаний с образцами алюминиевого сплава до обработки ИПД

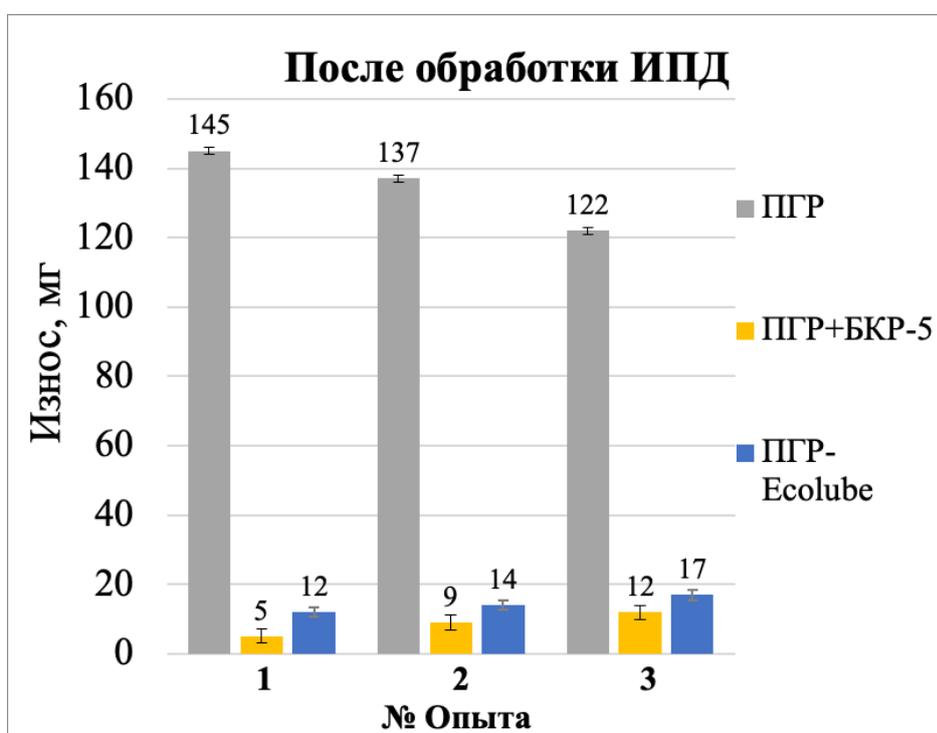


Рисунок 3.14 – Результаты испытаний с образцами алюминиевого сплава после обработки ИПД

3.3 Выбор рецептуры смазочного реагента для бурового раствора применительно к трению легкосплавных бурильных труб о внутреннюю поверхность обсадных труб

Как видно из предыдущего подраздела по анализу литературных источников по триботехническим испытаниям введение в состав промывочного раствора хорошо зарекомендовавшей себя смазочной добавки «БЛ» оказывает положительное влияние на процесс трения: снижается коэффициент трения, уменьшается скорость изнашивания для всех случаев взаимодействия колонны со стенками скважины. Наибольший интерес представляет процесс трения в обсаженной части, так как в случае открытого ствола главной опасностью является высокая адгезия фильтрационной корки к металлу. В основном современные исследования в области разработки составов смазочных добавок проводились применительно к паре «СБТ – ОК», а трение пары «ЛБТ – ОК» детально не изучалось, поэтому было решено провести подбор состава смазочного реагента, обеспечивающего значительное снижение скорости изнашивания алюминиевого сплава после ИПД.

Процесс трения между внутренней поверхностью ОК и БТ дифференцируется в зависимости от удельной контактной нагрузки и температуры в зоне контакта. Для реализации эффективности обработки ЛБТ методом ИПД необходимо наличие различных реагентов в составе смазочного реагента. В работе [86] предлагается использовать полигликоли, омыленное солями калия таловое масло (КТМ), хлорированные парафины (ХП). Однако отметим, что действие ХП заключается в образовании сложных хлорорганических соединений металла в области высоких контактных нагрузок и температур, а реализация данного механизма в случае с алюминиевым сплавом совсем не очевидна.

Точные значения оптимальной концентрации каждого компонента не predeterminedены процессом изнашивания труб посредством теоретических предпосылок и экспериментальных значений. Характеристику фрикционного

взаимодействия трубных элементов дают допустимые интервалы варьирования концентраций добавок. Для уточнения конкретного состава смазочной добавки для данной системы применяются такие инструменты как уравнения регрессии, полученные при обработке полнофакторного анализа данных [26].

При планировании эксперимента учитывалось, что переменные в уравнении регрессии представляют собой концентрации перспективных компонентов смазочной добавки: СВС – смесь высокоатомных спиртов (полигликоли), КТМ и ХП. Поскольку данные переменные не являются независимыми, планирование выполнялось симплекс-центроидным методом (И.Г. Зедгинидзе, А.М. Фролов) [26]. Выбор метода обусловлен тем, что сумма концентраций компонентов смазочной добавки всегда постоянна (не может быть ниже или выше 100 %). Построен трехфакторный симплекс-центроидный план. За критерий оптимизации принималась скорость изнашивания образца трения в среде бурового раствора при 1%-ной концентрации компонентов.

Планирование эксперимента для многокомпонентного состава сводится к следующему:

1) во избежание влияния различных шкал измерения значение каждой концентрации компонентов перекодируют в «псевдокомпоненты»:

$$x'_i = (x_i - L_i) / (\text{Total} - L),$$

где x'_i – i -ая псевдокомпонента;

x_i – исходные значения компоненты, %;

L_i – нижний предел для i -ой компоненты, %;

L – сумма всего нижнего предела для всех компонентов, %;

$\text{Total} = 100$ – сумма всех значений компонентов смеси.

2) для 3-х факторов симплекс-центроидный план состоит из вершины, центры сторон, центр треугольника – одна точка.

3) вычисление координат центров масс (вычисляются для соответствующих граней).

Построение плана эксперимента удобно проводить с помощью программы Statistica. В Таблице 3.8 приведены интервалы варьирования факторов.

Таблица 3.8 – Интервалы компонентов смазочной добавки

№ фактора	Компонент	Интервал варьирования, %	
		Мин	Макс
1	СВС (А)	20	60
2	КТМ (В)	30	70
3	ХП* (С)	0	20

* для облегчения ввода ХП в водные растворы использовался Неонол АФ-9-12 в количестве 8% от объема ХП

При концентрации ХП в смазочном реагенте больше 20% реагент становится нерентабельным из-за высокой цены на ХП, соответственно снижается конкурентоспособность на рынке буровых услуг. Для того чтобы уменьшить опасность прихватов БК, а также улучшить гидрофобизирующие и ингибирующие способности промывочной жидкости, в состав смазочной композиции вводят КТМ и СВС. При концентрации СВС ниже 20 % добавка имеет достаточно высокую температуру застывания, а концентрация СВС свыше 60 % ведет к более высокой цене на продукцию. Смазка, содержащая КТМ больше 70 %, осложняет ее ввод в состав промывочного раствора из-за высокого значения вязкости, а при концентрации менее 30 % теряются противоприхватные и гидрофобизирующие свойства.

Построен 3-факторный симплекс-центроидный план (Таблица 3.9, Рисунок 3.15). Скорость изнашивания образца трения как критерия оптимизации определяем в среде бурового раствора с использованием вышеуказанных компонентов в 1% концентрации.

Уравнение регрессии получено посредством обработки данных эксперимента с помощью программного обеспечения Statistica:

$$a = 0,005928 \cdot A + 0,004930 \cdot B - 0,008397 \cdot C - 0,00015 \cdot A \cdot B + \\ + 0,000089 \cdot A \cdot C - 0,000009 \cdot B \cdot C,$$

где a – скорость изнашивания образца алюминиевого сплава, мм/ч;

A – концентрация компонента СВС;

B – концентрация компонента КТМ;

C – концентрация компонента ХП.

Таблица 3.9 – Симплекс центроидный план и результаты эксперимента

Место опыта в плане	Компонент, %			Скорость изнашивания, мм/ч
	СВС (А)	КТМ (В)	ХП (С)	
1 Симплекс (вершины + центр)	60	40	0	0,5289
2 Симплекс (вершины + центр)	60	30	10	0,4264
3 Симплекс (вершины + центр)	30	70	0	0,4805
4 Симплекс (вершины + центр)	20	70	10	0,3874
5 Симплекс (вершины + центр)	50	30	20	0,3489
6 Симплекс (вершины + центр)	20	60	20	0,2416
7 Центроид	40	50	10	0,4010

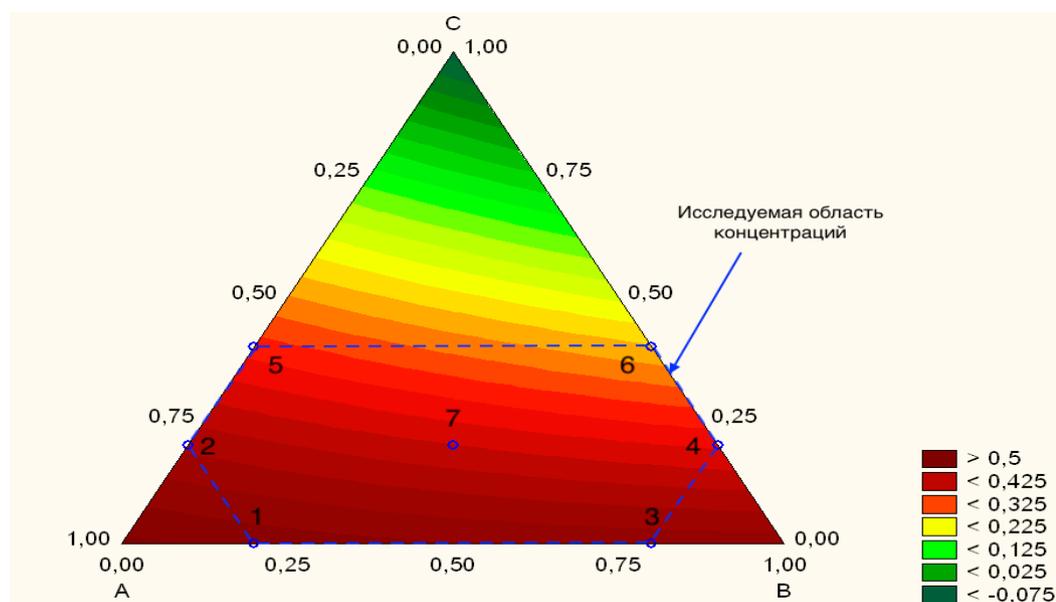


Рисунок 3.15 – Усеченный симплекс – графическая интерпретация плана и результатов эксперимента

Коэффициент обобщенной детерминации $R_{ext} = 0,8708$, то есть максимальное расхождение между данными модели и экспериментальными результатами не превышает 12,92 %.

Уравнение регрессии анализировали с помощью диаграммы Парето (Рисунок 3.16).

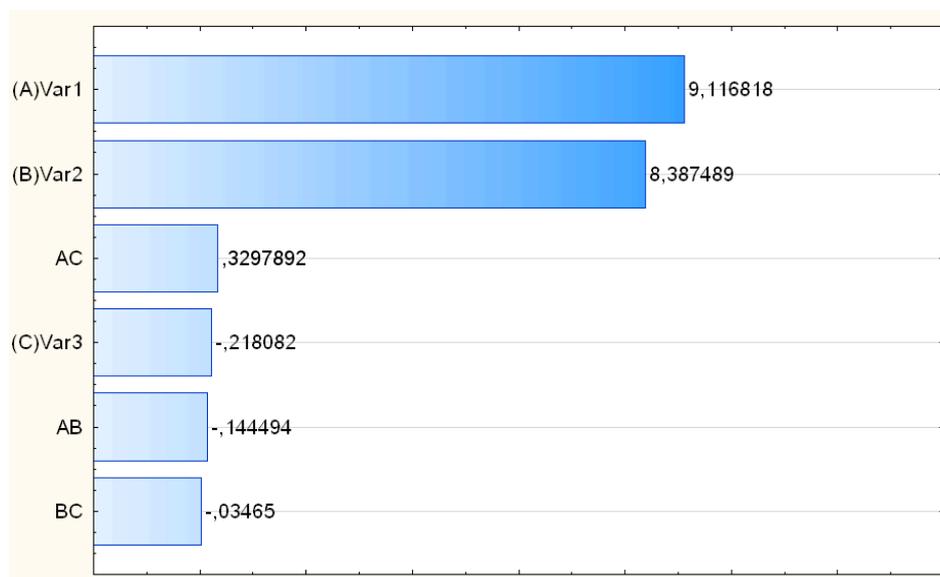


Рисунок 3.16 – Диаграмма Парето для уравнения регрессии

На основании влияния компонентов состава на противоизносные свойства БПЖ осуществляется выбор состава смазочной добавки. Поскольку по полученным данным не выявлено линии погрешности, то влияние всех коэффициентов на конечный результат – выше 5 %, а значит все коэффициенты значимы. Выявлено оптимальное соотношение концентраций компонентов в смазочной добавке: СВС – 20 %; КТМ – 60 % и ХП – 20 %.

3.4 Выводы по главе 3

1 Условия трения бурильных, обсадных труб и ГП происходит в широком диапазоне возникающих контактных нагрузок, усовершенствование состава БК минимизирует их количество и повышает качество проводки горизонтальных (в том числе сверхдлинных скважин), а также увеличивает коэффициент запаса прочности БК.

2 Использование известных технологий по созданию сверхпластичных материалов для изготовления бурильных труб в рамках буровой технологии в

сочетании с применением в составе буровых растворов смазочных добавок является эффективным способом улучшения триботехнических характеристик и обеспечения защиты труб от изнашивания как в обсаженном, так и в открытом стволах скважины.

3 Приведены результаты исследования влияния промывочной жидкости с различными показателями pH на триботехнические свойства и коррозионную стойкость алюминиевых сплавов. Установлено, что критический диапазон применения ЛБТ может быть расширен в среде pH до 11.

4 При планировании эксперимента выявлено оптимальное соотношение концентраций компонентов в смазочной добавке для БПЖ применительно к трению ЛБТ о внутреннюю поверхность обсадных труб.

ГЛАВА 4 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

4.1 Определение предполагаемой экономической эффективности от внедрения технологии комбинирования бурильной колонны, составленной из стальных и алюминиевых бурильных труб

4.1.1 Методика расчета

Определение предполагаемой экономической эффективности от применения комбинированной бурильной колонны, составленной из стальных и алюминиевых бурильных труб, проводится по методике «Расчет экономической эффективности внедрения новой техники» [53].

Расчет ведется для двух предлагаемых технологий как для стальной, так и для комбинированной компоновки БТ. Изначально рассчитываются такие показатели, как затраты времени на механическое бурение, длина комплекта труб с учетом коэффициента запаса ($K = 1,4$), износ БТ. Показатели требуется рассчитать для определения необходимых эксплуатационных затрат на применение данных технологий бурения. Для использования тех или иных труб необходимо учитывать затраты на механическое бурение. Так как при использовании ЛБТ увеличивается скорость проходки, поскольку расположение ЛБТ в нижней части ствола скважины позволяет улучшить выносящую способность шлама и уменьшить силы трения, действующих на БИ. Учитываются затраты на закупку и доставку комплекта БТ и затраты на износ БТ. Далее, после расчета всех необходимых затрат на использование обеих компоновок, рассчитывается экономический эффект от внедрения новой буровой технологии по формуле

$$\mathcal{E} = 0,8 \times (Z_1 - Z_2) \times A,$$

где Z_1, Z_2 – затраты на использование старой и новой технологии, руб.; A – объем внедрения новой технологии, скв.; $0,8$ – коэффициент, учитывающий налог на прибыль. Также рассчитывается уменьшение себестоимости метра проходки при

применении комбинирования колонны с ЛБТ:

$$\Delta C_c = \frac{\sum \Delta Z}{Q},$$

где $\sum \Delta Z$ – сумма изменений затрат при использовании новой технологии по сравнению со старой; Q – объем проходки.

4.1.2 Расчет предполагаемой экономической эффективности внедрения новой буровой технологии

В Таблицах 4.1–4.4 представлены исходные данные для расчета, взятые для месторождения Западной Сибири экономической эффективности, расчетные показатели, расчет эксплуатационных затрат, результаты расчета затрат и экономического эффекта при внедрении новой буровой технологии.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета экономической эффективности

Исходные данные		
Показатели	Стальная колонна	Комбинированная с ЛБТ
1 Цель бурения	Эксплуатационное	Эксплуатационное
2 Способ бурения	Объемный	Объемный
3 Годовой объем внедрения, скв.	–	15
4 Средняя глубина скважины, м	2645	2645
5 Интервал применения ЛБТ	0	1765–2645 (880 м)
6 Средняя коммерческая скорость, м/ст·мес	4795	5054
7 Механическая скорость проходки, м/ч	6,65	7,019
8 Масса метра трубы с замком, кг/м	36	9,2
9 Длина трубы с замком, м	12	12
10 Цена одной трубы с замком, руб.	25920	19872
11 Стоимость часа работы буровой установки, руб.	41125 (БУ3000)	25000 (МБУ)
12 Снижение расхода БТ,%	–	4
13 Стоимость тонны металлолома, руб./т	20000	64260
14 Наценка ТЗР,%	6,2	6,2
15 Предпроизводственные затраты, руб./т	14498	14498
16 Расход БТ на метр проходки, кг/м	0,65 (1,8%)	0,16 (1,728%)

Таблица 4.2 – Расчетные показатели

Показатели	Стальная колонна	Комбинированная с ЛБТ
17 Затраты времени на механическое бурение, ч	$2645:6,65=397,74$	$2645:7,019=376,83$
18 Экономия времени, ч		$397,74-376,83=20,91$
19 Стоимость тонны труб с замками, руб. (Цена одной трубы количество кг в одной тонне / длина трубы · вес погонного метра трубы)	$\frac{25920 \times 1000}{12 \times 36} = 60000$	$\frac{19872 \times 1000}{12 \times 9,2} = 180000$
20 Стоимость тонны труб за вычетом стоимости металлолома, руб. (стоимость тонны трубы с замком – стоимость отбракованной трубы, превращенный в металлолом)	$60000-20000=40000$	$180000-64260=115740$
21 Масса комплекта труб с учетом коэффициента запаса (К = 1,4), тн (Средняя длина скважины вес погонного метра коэффициент запаса/1000 кг)	$\frac{2645 \times 36 \times 1,4}{1000} = 133,3$	$\frac{1765 \times 36 \times 1,4}{1000} + \frac{880 \times 9,2 \times 1,4}{1000} = 100,3$ (СБТ=88,9 тн; ЛБТ=11,3тн)

Таблица 4.3 – Расчет эксплуатационных затрат

Показатели	Стальная колонна	Комбинированная с ЛБТ
22 Изменяющиеся затраты на механическое бурение, руб. (Затраты времени на мех. бурение, стоимость работы буровой установки)	$397,74 \times 41125 = 16357057$	$376,83 \times 25000 = 9420750$
23 Изменяющиеся затраты на метр проходки, руб.	$16357057:2645 = 6184$	$9420750:2645 = 3561$
24 Расход (износ) бурильных труб, руб.	$0,018 \times 40000 \times 133,3 = 95976$	$0,018 \times 40000 \times 88,9 + 0,01728 \times 115740 \times 11,3 = 86607,85$
25 Стоимость комплекта труб с учетом ТЗР, руб.	$60000 \times 133,3 \times 1,062 = 8493876$	$60000 \times 88,9 \times 1,062 + 180000 \times 11,3 \times 1,062 = 7824816$
26 Всего изменяющихся затрат, руб. (З1,З2)	$16357057 + 6184 \times 2645 + 95976 + 8493876 = 41303589$	$9420750 + 3561 \times 2645 + 86607,85 + 7824816 = 26751018,85$

Таблица 4.4 – Результаты расчета затрат и экономического эффекта

Показатель	Расчет
27 Затраты на механическое бурение	$Z_{\text{мех}} = (Z_{\text{мех1}} - Z_{\text{мех2}}) \times A =$ $= (16357057 - 9420750) \times 15 = 104044605 \text{ руб.}$
28 Затраты на износ бурильных труб	$Z_{\text{из}} = (Z_{\text{из1}} - Z_{\text{из2}}) \times A =$ $= (95976 - 86607,85) \times 15 = 140522,25 \text{ руб.}$
29 Затраты на комплект труб и их доставку	$Z_{\text{тр}} = (Z_{\text{тр1}} - Z_{\text{тр2}}) \times A =$ $= (8493876 - 7824816) \times 15 = 10035900 \text{ руб.}$
30 Изменение себестоимости метра проходки	$\Delta C_c = \frac{\sum Z}{Q_{15}} = \frac{104044605 + 140522,25 + 10035900}{15 \times 2645} = 2878,91 \text{ руб./м}$
31 Экономический эффект	$\Xi = 0,8(Z_1 - Z_2) \times A =$ $= 0,8(41303589 - 26751018,85) \times 15 = 174630841,8$

Вывод: при внедрении данной технологии при объеме внедрения в 15 скважин со средней проходкой на скважину в 2645 м и включением состав компоновки 880 м ЛБТ, буровое предприятие получит экономический эффект в размере 174,6 млн. руб., себестоимость метра проходки уменьшится на 2878,91 руб./м.

4.2 Практическая значимость работы

Разработана методика определения механических, триботехнических свойств и коррозионной стойкости алюминиевого сплава после ИПД, которая на основании подписанного с ФГБОУ ВО УГНТУ трехстороннего соглашения № И13/2019 о научно-техническом сотрудничестве от 20.02.2019 г., рекомендована к применению в АО «Аркиник СМЗ» (г. Самара) и АО «ССК» (г. Москва) в процессах изготовления легкосплавных труб и трубных заготовок (Приложение 1).

Результаты проведенных исследований используются в учебном процессе кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО УГНТУ при выполнении лабораторных и научно-исследовательских работ, подготовке лекций

по дисциплинам «Технология бурения нефтяных и газовых скважин», «Буровые промывочные жидкости» и написании выпускных квалифицированных работ, дипломных проектов и магистерских диссертаций. Разработано и опубликовано учебно-методическое пособие «Расчет бурильной колонны для скважин пространственного профиля с горизонтальным окончанием».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Анализ выбора оптимальной компоновки бурильной колонны на основе системных расчетов с помощью разработанной математической модели при квазистатическом режиме бурения показал эффективность применения комбинированной компоновки. Показано, что на участках с зенитным углом больше 60° более эффективно использовать алюминиевые трубы, а для формирования осевой нагрузки на долото применять в вышележащих участках стальную колонну. Согласно проведенным расчетам, комбинированная бурильная колонна, изготовленная из легкосплавных труб, обеспечивает возможность строительства скважин с большим горизонтальным отходом от вертикали с повышением коэффициента запаса прочности до 22 %.

2 При моделировании вращательного и возвратно-поступательного движения бурильной колонны в условиях контакта с обсаженным участком и открытым стволом скважины установлено повышение износостойкости образцов сплава Д16Т на 22 %, снижение скорости изнашивания и коэффициента трения в тринадцать раз за счет применения материалов с более высокими механическими, триботехническими свойствами и коррозионной стойкостью.

3 Экспериментально подтверждены возможность и перспективность использования метода интенсивной пластической деформации с целью улучшения механических свойств алюминиевых сплавов и повышения их коррозионной стойкости. Уменьшение размера зерна сплава Д16Т в сорок раз повышает твердость материала на 11,6 %, а предел текучести – на 12 %, что обеспечит существенное увеличение ресурса легкосплавных труб при бурении сложнопрофильных скважин. При этом верхний предел показателя рН контактирующей с экспериментальным алюминиевым сплавом буровой промывочной жидкости может быть увеличен до 11. При таких значениях рН скорость коррозии материала алюминиевых труб, не прошедших обработку методом интенсивной пластической деформации, в два раза выше.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

ББР – безглинистый биополимерный раствор

БК – бурильная колонна

БИ – бурильный инструмент

БПЖ – буровая промывочная жидкость

БТ – бурильные трубы

ГП – горная порода

ИГР – ингибированный глинистый раствор

ИПД – интенсивная пластическая деформация

КБК – компоновка бурильной колонны

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

ЛБТ – легкосплавная бурильная труба

ЛСП – локально-сдвиговое прессование

ОК – обсадная колонна

ПГР – полимерглинистый раствор

ПО – программное обеспечение

РКУП – равноканально-угловое прессование

РЭМ – растрово-электронная микроскопия

СБТ – стальная бурильная труба

СПО – спускоподъемные операции

ТЗР – транспортно-заготовительные расходы

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аль-сухили, М.Х., Исмаков, Р.А., Янгиров, Ф.Н. Совершенствование методики изучения триботехнических аспектов работы силовой секции винтовых забойных двигателей // Территория Нефтегаз. – 2014. – № 8. – С. 24–31.
2. Айзуппе, Э.А., Полячек, Д.Н. Трубы нефтяного сортамента. Том 1. Трубы бурильные. – Самара: ООО «Издательство Ас Гард», 2012. – 284 с.
3. Аглиуллин, А.Х., Яхин, А.Р. Изучение триботехнических свойств промысловых жидкостей применительно к паре трения «Буровой инструмент – стенка скважины». – Уфа: УГНТУ, 2014. – 13 с.
4. Басович, В.С., Гельфгат, М.Я., Файн, Г.М. Состояние и перспективы применения изделий из алюминиевых сплавов в нефтегазодобывающей отрасли // Бурение и нефть. – 2003. – № 4. – С. 24–26.
5. Басович, В.С., Буяновский, И.Н., Сапунжи, В.В. Перспективы применения легкосплавных бурильных труб с наружным спиральным оребрением для бурения горизонтальных скважин и боковых стволов // Бурение и нефть. – 2014. – № 5. – С. 42–46.
6. Басович, В.С., Буяновский, И.Н., Петункин, И.В. Перспективы применения алюминиевых бурильных труб при бурении горизонтальных скважин большой протяженности // Бурение и нефть. – 2015. – № 6. – С. 80–85.
7. Бурение с большим удалением забоя от вертикали. Круглый стол. 2013. – № 17 – С. 38–56. – Rogtec Magazine.
8. Боум, А. Квантовая механика: основы и приложение / Пер. с англ. – М.: Мир, 1990. – 720 с.
9. Басович, В. С. Условия эффективного применения ЛБТПН при бурении на нефть и газ // Нефтяная Вертикаль. – 2009. – № 14. – С. 60–62.
10. Валиев, Р.З., Кайбышев, О.А., Кузнецов, Р.И., Мусалимов, Р.Ш., Ценев, Н.К. Низкотемпературная сверхпластичность металлических материалов // ДАН СССР. – 1988. – Т. 301, № 4. – С. 864–866.

11. Валиев, Р.З., Кайбышев, О.А., Корзникова, Г.Ф., Ценев, Н.К. Структура границ зерен и сверхпластичность алюминиевых сплавов // ФММ. – 1986. – Т. 62, № 1. С. 180–186.
12. Валиев, Р.З., Емалетдинов, А.К., Кайбышев, О.А., Ценев, Н.К. Особенности упругого поведения при сверхпластической деформации сплава Sn-5% Bi // Металлофизика. – 1984. – Т. 6, № 5. С. 84–90.
13. Вудс, Г., Лубинский, А. Искривление скважин при бурении. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1960. – 162 с.
14. Воронцов, Ю.И. Теория и методы макроскопических измерений / Под ред. В.Б.Брагинского. – М.: Наука, 1989. – 280 с.
15. Васильев, В.П. Аналитическая химия. Книга 1. Гравиметрический и титриметрический методы анализа. Учеб.пособие. / 5-е изд., стереотип. – М.: Дрофа, 2005. – 366 с.
16. Грищенко, Н.А., Сидельников, С.Б., Губанов, И.Ю. Механические свойства алюминиевых сплавов. Монография. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2012. – 196 с.
17. Гельфгат, М.Я., Басович, Д.В., Буяновский, И.Н., Вахрушев, А.В. Алюминий вместо стали: исключение баклинга при горизонтальном бурении // Нефть и газ. – 2007. – № 06. – С. 42–48.
18. Гольдштейн, М.И., Литвинов, В.С., Бронфин, Б.М. Металлофизика высокопрочных сплавов. М.: Металлургия, 1986. 312 с.
19. ГОСТ Р 50457-92 «Государственный стандарт РФ. Жиры и масла животные и растительные. Определение кислотного числа и кислотности». – 1994 г.
20. ГОСТ 27640-88. Материалы конструкционные и смазочные. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 22 с.
21. ГОСТ 17332-71 «Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы, сплавы, покрытия металлические и неметаллические, неорганические». – 1978 г.

22. ГОСТ 9.502-82 «Единая система защиты от коррозии и старения. Ингибиторы коррозии и металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний». – 1984 г.

23. Дворников, А.А. , Ишкинин, Р.Т, Басович, В.С., Буяновский, И.Н. Эффективность применения легкосплавных бурильных труб ЛБТПН 90×9П при бурении боковых стволов малого диаметра в сложных геологотехнических условиях Западно-Сибирских нефтегазовых месторождений // Бурение и нефть. – 2014. – № 11. – С. 56–59.

24. Захаров, Э.М. Диссипация энергии в двойном электрическом слое границы металл – раствор электролита при прохождении постоянного электрического тока // Термодинамика необратимых процессов. М.: Наука. 1992. – С. 185–194.

25. Закарян, Д.А. Наночастицы с алмазоподобной структурой и обратный закон Холла–Петча // D.A. Zakarian. Nanoparticles with a diamond-like structure and the inverse Hall–Petch Law. ISSN 1025–6415 Reports of the National Academy of Sciences of Ukraine. – 2014. – No. 10. – С. 82–84.

26. Зедгинидзе, И.Г. Планирование эксперимента для исследования многокомпонентных систем. – М: Наука, 1976. – 390 с.

27. Иогансен, К.В. Спутник буровика. Справочник. 3-е изд. – М.: Недра, 1990. – 303 с.

28. Конесев, Г.В., Мавлютов, М.Р., Спивак, А.И., Мулюков, Р.А. Смазочное действие сред в буровой технологии. Монография. – Уфа: Недра, 1993. – 272 с.

29. Колбина, Л. Легкий, зеленый, свой // Эксперт-Урал. – №34–35 (738). – 28 августа 2017.

30. Конесев, Г.В. Влияние среды на абразивный износ долотной стали и твердого сплава при разрушении горных пород: дис. канд. техн. наук. – Уфа: УНИ, 1969. – 148 с.

31. Конесев, Г.В. Триботехнические свойства промывочных жидкостей и смазочных материалов и их совершенствование для улучшения показателей бурения скважин: дис. ... докт. техн. наук. – Уфа, 1987. – 399 с.
32. Костецкий, Б.Н., Натенсон, М.Э., Вернадский, Л.И. Механико-химические процессы при граничном трении. – М.: Недра, 1972. – 169 с.
33. Куликов С. С. Комплексный неразрушающий контроль легкосплавных бурильных труб повышенной надежности в процессе их эксплуатации. – Дис. ... канд. техн. наук. – М.: МГУПИ, 2010. – 110 с.
34. Кайбышев, О.А., Валиев, Р.З., Ценев, Н.К. Влияние состояния границ зерен на сверхпластическое течение // ДАН СССР, 1984. – Т. 278, № 1, – С. 93–97.
35. Конесев, Г.В. Улучшение антикоррозионных свойств буровых промывочных жидкостей / Г.В. Конесев, Г.В. Рахматуллина, Р.А. Исмаков, В.Р. Рахматуллин, Л.Х. Асфандиаров, И.Р. Нигматуллин, В.П. Пурин // Научно-технический вестник Поволжья. – 2013. – № 4. – 6 с.
36. Левинсон, Л.М., Конесев, Г.В., Акбулатов, Т.О., Левинсон, М.Л., Хасанов, Р.А. Бурение и навигация наклонных и горизонтальных скважин. Учебное пособие. – Уфа: 2014. – С. 13.
37. Левинсон, Л.М., Акбулатов, Т.О., Акчурин, Х.И. Управление процессом искривления скважин. Учебное пособие. – Уфа: УГНТУ, 2000. – 88 с.
38. Лазаренко, А.В., Яхин, А.Р., Янгиров, Ф.Н. Совершенствование методики износа бурильного инструмента // 64-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. Сборник материалов конференции. – Уфа, 2013. – С. 252–253.
39. Любимова, С.В., Хузина, Л.Б. Техничко-технологическое решение для снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 2. – С. 194–203.
40. Ландау, Л.Д., Лифшиц, Е.М. Статистическая физика. ч. 1. – М.: Наука, 2008. – 584 с.
41. Ландау, Л.Д., Лифшиц, Е.М. Теория поля. – М.: Наука, 2004. – 512 с.

42. Ландау, Л.Д., Лифшиц, Е.М. Электродинамика сплошных сред. – М.: Наука, 2005. – 632 с.
43. Ландау, Л.Д., Лифшиц, Е.М. Механика. – М.: Наука, 2002. – 512 с.
44. Ландау, Л.Д., Лифшиц, Е.М. Гидродинамика. – М.: Наука, 2003. – 632 с.
45. Леонов, В.В. Электродинамика диффузии в конденсированных физико-химических системах // Инженерно-физический журнал. – 2014. – Т. 87, № 2. – С. 265–271.
46. Леонов, В.В., Доломатов М. Ю., Рагулин В. В., Даминов А. А. Электродиффузионная задача Ландау и прямое электрометрическое определение коррозионного массопереноса // Научные технологии. – 2011. – № 3. – С. 44–53.
47. Леонов, В.В., Доломатов, М.Ю., Рагулин, В.В., Даминов, А.А. Прямое амперометрическое определение коррозионного массопереноса с использованием процессов стационарной диффузии индифферентного электролита // Химическая технология. – 2012. – № 3. – С. 128–136.
48. Леонов, В.В., Денисова, О.А. Электродинамика сдвигового действия и реализация режима турбулентности в конденсированных средах // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2015. – № 2. – Т. 11. – С. 90–97.
49. Латыпов, О.Р., Тюсенков, А.С., Черепашкин, С.Е., Бугай, Д.Е. Поляризационные исследования металлов и сплавов. – Уфа: ООО «Монография», 2017. – 136 с.
50. Леонов, В.В., Доломатов, М.Ю., Исмагилов, Т.А., Рагулин, В.В. Макроскопическая электродинамика физико-химических процессов в многокомпонентных конденсированных средах. – СПб.: ООО «Недра», 2013. – 204 с.
51. Леонов, В.В., Рагулин, В.В., Денисова, О.А. Адсорбция и адгезия реагентов на твердой поверхности. – Уфа: УГУЭС, 2016. – 68 с.
52. Леонов, В.В., Рагулин, В.В., Денисова, О.А. Катодная защита металлов. – Уфа: УГУЭС, 2016. – 71 с.

53. Лившиц, С.З., Кирищичева, И.Р. Расчет экономической эффективности новой техники. Методические указания; Рост. гос. ун-т путей сообщения. – Ростов-на-Дону. – 2005. – 25 с.

54. Леонов, В.В., Денисова, О.А., Рагулин, В.В. Нанoeлектроника и квантовые информационные системы. Электродинамика коррозионного массопереноса в конденсированных средах // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2015. – Т. 11, № 3. – С. 105–112.

55. Лужнов, Ю.М. Выбор схем испытаний фрикционных узлов на универсальной машине трения УМТ-2168 «УНИТРИБ»: методические указания к лабораторно-практическим работам по дисциплине «Триботехника». В 4-х ч. Ч. 1 / Ю.М. Лужнов и другие. – М.: МАДИ, 2016. – 20 с.

56. Макаров, А.В., Коршунов, Л.Г. Прочность и износостойкость нанокристаллических структур поверхностей трения сталей с мартенситной основой // Известия ВУЗов. Физика. – 2004, №8. – С. 65–80.

57. Методика контроля параметров бурового раствора РД 39-00147001-773-2004. ОАО НПО Бурение.

58. Морозов, В.А., Двойников, М.В. Математическая модель динамики бурильной колонны в процессе проработки скважины// Нефть и газ -2017. – Сборник трудов 71 Международной молодежной научной конференции. – Москва. – 2017. – С. 250-253.

59. Model 212 EP/Lubricity Tester User Manual. Houston, Fann Instrument Company. 37 p. 2009. – Houston, Texas, U.S.A.

URL: <https://www.fann.com/content/dam/fann/Manuals/Model%20212%20EP%20Lubricity%20Tester.pdf> (дата обращения: 20.04.21).

60. Мавлютов, А.М., Латынина, Т.А., Мурашкин, М.Ю., Валиев, Р.З., Орлова, Т.С. Влияние отжига на микроструктуру и механические свойства ультрамелкозернистого технически чистого Al // Физика твердого тела. – 2017. – Т. 59, вып. 10. – С. 1949–1955.

61. Маркова, Т.В., Крыжановская, И.М. Шероховатость поверхности: Методические указания. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2006. – С. 8.

62. Наджафободи, Р.А., Мейсами, А., Шарифи, Х. Коррозия алюминиевых сплавов. – Lambert academic Publishing. – 2013. – 320 с.

63. Попов, А.Н. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Учебное пособие. – Уфа, 2003. – С. 325–358.

64. Паспорт. Машина для испытания материалов на трение 2168 УМТ паспорт ГБ2.779.026.ПС. Методы испытаний. Госстандарт России.

URL: <http://www.rosoil.ru/tests.html> (дата обращения: 20.01.21).

65. Попов, А.Н., Фролов, А.М., Яхин, А.Р., Конесев, Г.В., Агзамов, Ф.А. Снижение прихватоопасности при бурении скважин путем реагентной обработки промысловых жидкостей // Королёв. Нанотехнологии в строительстве: Научный интернет-журнал, Центр новых технологий «НаноСтроительство». – 2017. – Т.9. – №1. – С. 54–68.

66. ПК «Инженерные расчеты строительства скважин». URL: <http://www.burproject.ru/doc2017/Инженерные%20расчёты%202017.pdf> (дата обращения: 20.03.21).

67. Полубояров, В.А., Коротаева, З.А., Жданок, А.А., Паули, И.А. Свойства материалов, модифицированных нанодисперсными керамическими частицами. Политранспортные системы: М-лы VIII Международной научно-технической конференции в рамках года науки Россия – ЕС «Научные проблемы реализации транспортных проектов в Сибири и на Дальнем Востоке». – Новосибирск: Изд-во СГУПС, 2015. – С. 270–273.

68. Пойда, В.П., Брюховецкий, В.В., Кузнецова, Р.И., Сухова, Т.Ф., Ценев, Н.К. Структурная сверхпластичность сплава 1423 в условиях ползучести. - Металлофизика и новейшие технологии. -1996, т. 18, № 12, с. 49-54

69. РАО, RAO/CIS Offshore 2017. 13-я Международная выставка конференция по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ RAO/CIS Offshore 2017.

URL: <https://drive.google.com/file/d/10VoGBq63Ckcgxi2YPJ95rNjcVV3a7HaW/view> (дата обращения 10.04.21)

70. Рудской, А.И., Коджаспиров, Г.Е. Технологические основы получения ультрамелкозернистых металлов: учебное пособие, 2-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2012. – 247 с.
71. Рыбин, В.В. Большие пластические деформации и разрушение металлов. – М.: Металлургия, 1986. – 224 с.
72. Рабинович, М.И., Трубецков, Д.И. Введение в теорию колебаний и волн. – М.: Наука, 1992. – 456 с.
73. Санников, Р.Х. Бурение нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс]: электронный учебно-методический комплекс / Р.Х. Санников, К.Т. Суфьянов. – ФГБОУ ВО УГНТУ, Структурное подразделение «Ин-т дополнительного проф. Образования» (ССП УГНТУ "ИДПО"). 2-е изд., перераб. – Уфа: ИДПО, 2015.
URL: <https://search.rsl.ru/ru/record/01008124610> (дата обращения 12.04.21)
74. Ракишев, Б.Р., Федоров, Б. В. Техника и технология сооружения геотехнологических скважин. – Алматы, 2013. – 260 с.
75. Свидетельство об утверждении типа средства измерений. Микроскоп электронный просвечивающий JEM 200СХ. JP.E.27.003.A №49396.
76. Соболев, С.Л. Уравнения математической физики. – М.: Наука, 1992.– 432 с.
77. Скубачевский, А. А., Хохлов, Н. И. Численное решение уравнений Максвелла для моделирования распространения электромагнитных волн. – М.: Труды МФТИ. 2016. Том 8, № 3. – С.121-130.
78. Семенова И. В., Хорошилова А. Н., Флорианович Г. М. коррозия и защита от коррозии. М.: Физматлит. 2010. – 416 с.
79. Скопинцев, В.Д. Оксидирование алюминия и его сплавов. – М.: РХТУ им. Д.И. Менделеева. 2015. – 120 с.
80. Серeda, Н.Г., Соловьев, Е.М. Бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1988. – 359 с.

81. Технология за Круглым Столом: Бурение горизонтальных скважин/ скважин с большим отходом от вертикали, и зарезка бокового ствола. – 2015. № 41. – С. 16–45.
82. Тамм, И.Е. Основы теории электричества. – М.: Наука, 1966. – 624 с.
83. Тевтуль, Я.Ю. Электроперенос в растворах с различными механизмами движения ионов//Термодинамика необратимых процессов. – М.: Наука. 1992. – С. 194–202.
84. Трубы бурильные. Руководство по эксплуатации. ООО «Научно-исследовательский институт разработки и эксплуатации нефтепромысловых труб». URL: https://www.tmk-group.ru/Operation_manuals
85. Утевский, Л.М. Дифракционная электронная микроскопия в металловедении. – М.: Металлургия, 1973. – 584 с.
86. Улитин, Г.В. Математическая модель динамической устойчивости бурильной колонны// Вестник Донецкого национального университета. Серия Г: Технические науки. – Донецк. – 2021. – С. 58-62.
87. Фролов, А.М. Улучшение противоизносных и антифрикционных свойств промывочных жидкостей для бурения скважин сложного профиля: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.15 / Фролов Андрей Михайлович. – Уфа, 2016. – 157 с.
88. Фролов, А.М., Конесев, В.Г., Чуктуров, Г.К., Яруллин, А.А. Разработка средств улучшения показателей трибологических свойств промывочных жидкостей для бурения глубоких скважин // XIV Международная конференция «Трибология и надежность». Сб. тр. – 2014. – С. 54–57.
89. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 № 534 (вступает в силу от 01.01.2021 до 01.01.2027).
90. Файн, Г.М. Нефтяные трубы из легких сплавов. – Недра, 1990. – 224 с.
91. Фомин, О. ССК: Усталостное разрушение бурильных труб, его прогнозирование и профилактика // Rogtec Russian oil and gas technologies. – 2018. – С. 63–79.

92. Хирт, Дж., Лоте, И. Теория дислокаций. – М.: Атомиздат, 1972. – 600 с.
93. Хегай, В.К. Управление динамикой бурильной колонны в направленных скважинах: дис. ... докт. техн. наук: 25.00.15 / Хегай Валерий Константинович. – Ухты, 2005. – 339 с.
94. Хегай, В.К. К вопросу оптимизации режимных параметров бурения с учетом крутильных автоколебаний // Известия Коми научного центра УРО РАН. – 2010. – № 2(2). – С. 78–83.
95. Ценев, Н.К., Перевезенцев, В.Н., Щербань, М.Ю., Ценев, А.Н. Особенности структурных изменений при отжиге субмикро-и нанокристаллических алюминиевых сплавов // Журнал технической физики. – 2010. – Т. 80, вып. 6. – С. 68–72.
96. Ценев, Н.К., Шаммазов, А.М., Суханов, В.Д., Козачук, Б.А. Особенности изменений структуры и механических свойств при отжиге субмикроструктурного сплава Al–3%Mg. Вестник Тамбовского университета, 2000. – Т.5. – Выпуск 2-3 – С. 315-317
97. ЦКТИ «Вибросейсм». URL: <http://www.cvs.spb.su/ru/ru-analysis.html>. (дата обращения 29.04.2021)
98. Шестеркин, С.О., Опарин, В.Б., Петровская, М.В. Анализ усталостного излома в бурильных трубах // Бурение и нефть. – 2012. – № 3 – С. 30–31.
99. Шестеркин, С.О., Опарин, В.Б., Петровская, М.В. Экспериментальное изучение усталостной прочности высаженной части бурильных труб // Бурение и нефть. – 2015. – №2 – С. 38–39.
100. Шаммазов, А.М., Ценев, Н.К., Акчурин, Х.И., Назарова, М.Н., Исмаков, Р.А., Лебедич, С.П., Суханов, В.Д., Чудинов, Б.А., Криштал, М.М. Сверхмелкозернистые материалы и перспективы их использования в горном деле и трубопроводном транспорте // Горный вестник. – 2000. – С. 33–36.
101. Шербутаев, Т.Т. Принципы построение математической модели движения компоновки низа бурильной колонны// В сборнике: Новые технологии – нефтегазовому региону. – Материалы

международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – 2017. – С. 225-228.

102. Швецов, О.В. . Повышение эксплуатационной надежности бурильных труб из алюминиевых сплавов Д16Т и 1953Т1 // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2017. – Т. 23, № 1. С. 236–246.

103. Шавкунов, С.П., Польшина Е.П. Коррозионное и электрохимическое поведение алюминия в щелочных средах // Ползуновский вестник. – 2008. – № 3. – С. 185–190.

104. Шакирова, А.И., Назарова, М.Н., Исмаков, Р.А., Хафизов, А.Р., Ценев, Н.К. О перспективных направлениях совершенствования технологий изготовления алюминиевых бурильных труб для работы в условиях Арктики // Конференция «Материалы для технических устройств и конструкций, применяемых в Арктике»: сб. докл. конф. – М.: ВИАМ. – 2015. – С. 64–67.

105. Шакирова, А.И. Работа компоновки бурильной колонны в зависимости от материала труб // Вестник молодого ученого. – 2016. – № 1. – С. 15–19.

106. Шакирова, А.И., Исмаков, Р.А., Аглиуллин, А.Х., Ценев, Н.К. Перспективные применения легкосплавных бурильных труб в условиях Крайнего Севера и Арктики // Труды 13-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2017). 12–15 сентября 2017 г., г. Санкт-Петербург. – СПб.: ХИМИЗДАТ. – 2017. – С. 314–318.

107. Шакирова, А.И., Исмаков, Р.А., Аглиуллин, А.Х. Комплексное изучение материалов алюминиевых бурильных труб // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328, № 2. – С. 95–103.

108. Юнин, Е.К., Хегай, В.К. Динамика глубокого бурения. – М.: Недра, 2004. – 286 с.

109. Юнин, Е.К. Динамика бурения нефтяных и газовых скважин. – Ухта: УГТУ, 2004. – 90 с.

110. Юнин, Е.К., Хегай, В.К., Турыгин, Е.Ю. Эволюция различных зон динамики бурильной колонны по мере износа породоразрушающего инструмента // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 5. – С. 19–22.

111. Яхин, А.Р., Янгиров, Ф.Н., Фролов, А.М. Исследование износостойкости замков бурильных труб при трении о горную породу в различных средах // Территория нефтегаз. – 2014. – № 6. – С. 26–30.

112. Яхин, А.Р., Лазаренко, А.В., Иванова, В.Ю., Исмаков, Р.А. Моделирование процесса изнашивания бурильного инструмента нефтегазовых скважин // Матер. 15-й Междунар. молодежн. науч. конф. Ухта–2014. – Севергеоэкотех. – 2014. – С. 60–63.

113. Яхин, А.Р., Салихов, И.Ф., Исмаков Р.А., Гимаев, Р.Г. Совершенствование методики регистрации силовых параметров работы системы «металл–горная порода» при бурении скважин // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журнал. – 2013. – №4 – С. 30–40.

URL: http://ogbus.ru/authors/Yakhin/Yakhin_2.pdf

114. Яхин, А.Р. Улучшение триботехнических свойств буровых промывочных жидкостей применением добавок комплексного действия: дис. канд. техн. наук: 25.00.15 / Яхин Артур Рамилович. – Уфа, 2015. – 172 с.

115. Яруллин, А.А. Исследование средств снижения износа в системе «Бурильная труба – Обсадная колонна»: магистр. дисс. – Уфа, 2014. – 54 с.

116. Anderson, E.R. Aluminum Alloy Drill Pipe in Geothermal Drilling // World Geothermal Congress 2010.

117. Alcoa 2008, 'Drill Pipe Engineering Data –Version 1.0', Alcoa Oil and Gas Brochure, viewed 30 Aug 2008/ URL: <http://www.alcoa.com>.

118. Aluminum alloy drill pipe helps navigate complex well offshore Brunei. in Innovating While Drilling, News, The Offshore Frontier. Aug 2012. URL: <http://www.drillingcontractor.org/aluminum-alloy-drill-pipe-helps-navigate-complex-well-offshore-brunei-17635>.

119. Anderson, E.R., Aluminum alloy drill pipes in high temp hydrothermal wells. Transactions – geothermal resources council. Geothermal Resources Council Annual Meeting 2009, Geothermal 2009. Reno, NV, 2009.

120. Berbon, P.B. Optimizing the Processing of a Commercial Al-based Alloy for High Strain Rate Superplasticity / P.B. Berbon, M. Furukawa, Z. Horita, M. Nemoto, N.K. Tsenev, R.Z. Valiev, T.G. Langdon // Microstructure, Micromechanics and Processing of Superplastic Materials / Eds. T. Aizawa, K. Higashi, M. Tokuda. – Mie University, Tsu, Japan, 1997. – P. 81–88.

121. Compass Landmark. Руководство пользователя. – Хьюстон, Техас, 2007 – 330 с.

122. FarReach Alloy Drill Pipe. Technical guide version 2.0. Alcoa FarReach™ Drill Pipe. 2012.

123. Furukawa, M. Production of Ultrafine-Grained Metallic Materials Using an Intense Plastic Straining Technique / M. Furukawa, P.B. Berbon, Z. Horita, M. Nemoto, N.K. Tsenev, R. Valiev, T.G. Langdon // Materials Science Forum. Volume: Towards Innovation in Superplasticity. – Switzerland, 2015. – P. 177–185.

124. Furukawa, M., Berbon, P., Horita, Z., Nemoto, M., Tsenev, N.K., Valiev, R.Z., Langdon, T.G. Production of ultrafine-grained metallic materials using an intense plastic straining technique // Materials Science Forum. Trans. Tech. Publications, Switzerland. – 1997. – V. 233–234. – Pp. 177–184.

125. Furukawa, M., Berbon, P., Horita, Z., Nemoto, M., Tsenev, N.K., Valiev, R.Z., Langdon, T.G. Structural evolution, ageing behavior and mechanical properties of an Al-Mg-Li-Zr alloy with ultra-fine grain size // Interface Science and Materials Interconnection. Edited by Y. Ishida, M. Morita, T. Suga, H. Ichinose, O. Ohashi and J. Echigoya. The Japan Institute of metals. – 1996. – Pp. 479–482.

126. Gelfgat, M., Kolesov, S., Alkhimenko, A. Corrosion and the role of structural aluminum alloys in the construction of oil and gas wells. – E3S Web of Conferences (Volume 121 2019).

127. Hirsh, P.B., Howie, A., Nicholson, R.B., Pashley, P.W. Electron Microscopy of thin crystals. – London: Dutterworths, 1971.

128. ISO 20312:2011. Petroleum and natural gas industries. Design and operating limits of drill strings with aluminium alloy components.

129. ISO 15546:2011. Petroleum and natural gas industries. Aluminum alloy drill pipe.

130. Liang Jian. Development and Application of Aluminum Alloy Drill Rod in Geologic Drilling // Liang Jian, Sun Jianhua, Li Xinmiao, Zhang Yongqin, Peng Li/ Geological Engineering Drilling Technology Conference (IGEDTC), New International Convention Exposition Center Chengdu Century City on 23rd-25th May 2014. – Pp. 84–90.

131. Mitchell, R. F., Miska, S. Z. Fundamentals of drilling engineering. SPE Textbook series Vol.12. – USA. – ISBN 978-1-55563-338-7 (Digital) – 2011. – 696 p.

132. Petch, N.J. The cleavage strength of polycrystals // J. Iron and Steel Inst. – 1953. – V. 174. – Pp. 25–28.

133. Raab, A.G., Gunderov, D.V., Shafigullin, L.N., Podrezov, Yu.N., Danilenko, N.I., Tsenev, N.K., Bakhtizin, R.N., Aleshin, G.N., Raab, G.I. Structural Variations in Low-Carbon Steel under Severe Plastic Deformation by Drawing, Free Torsion, and Drawing with Shear // Materials Physics and Mechanics. – 2015., – V. 24, No. 3. Pp. 242–252.

134. Shammazov, A.M., Tsenev, N.K., Valiev, R.Z., Myshlyayev, M.M., Bikbulatov, M.M., Lebedich, S.P.. High-Strain-Rate Superplasticity of Commercial Grade 1421 and 1460 Aluminum Alloys // The Physics Metals and Metallography. – 2000. – V. 89, No. 3. – Pp. 314–318.

135. Tsenev, N.K. Grain Boundaries Structure and Mechanical properties of Aluminium Alloys // Materials Science Forum, Intergranular and Interphase Boundaries in Materials. – 1996. – V. 207–209.

136. Tikhonov V.S., Davydov D.P, Alikin R.S., Gelfgat M.Ya."Comparative Strength Analysis of Aluminum Drill Pipes with Steel Connectors Assembled by Different Methods", Proceedings of the 30th International Conference on OMAE 2011, Rotterdam, The Netherlands.

137. Tsenev, N.K., Shammazov, A.M. Structural changes during grain boundaries migration of submicrometer – grained alloy Al-3% Mg // 3rd Int. Conf. on Grain Growth ICGG-3: Grain Growth in Polycrystalline materials III / Eds. H. Weiland, B.L. Adams, A.D. Rollet. – TMS, Warrendale, PA. – 1998. – Pp. 485–490.

138. Tikhonov, V.S., SPE, Aquatic (A Weatherford Co); M.Ya. Gelfgat, SPE, Weatherford-Holdings (Russia); Curtis Cheatham, SPE, Weatherford International; Alex Adelman, SPE, Consultant. Comprehensive Studies of Aluminium Drillpipe. IADC/SPE Paper Number 128328. 2010.

139. Valiev, R.Z., Tsenev, N.K. Structure and superplasticity of Al-based submicron-grained alloys // Hot deformation of aluminium alloys. Proceedings of a symposium by the non-ferrous Metals Committee of the Minerals, Metals and Materials Society, Detroit, Michigan, October 8-10. – 1990. – Pp. 319–329.

140. Valiev, R.Z., Salimonenko, D.A., Tsenev, N.K., Berbon, P.B., Langdon, T.G. Observations of High Strain Rate Superplasticity in Commercial Aluminum Alloys with Ultrafine Grain Sizes // Scripta Materialia. – 1997. – V. 37. – Pp. 1945–1950.

141. Valiev, R.Z., Krasilnikov, N.A., Tsenev, N.K. Plastic Deformation of Alloys with Submicron-grained Structure // Mat. Sci. & Eng. – 1991. – A 137. – Pp. 35–40.

142. Valiev, R.Z., Tsenev, N.K.. Structure and superplasticity of Al-based submicron-grained alloys // Hot deformation of aluminium alloys. Proceedings of a symposium by the non-ferrous Metals Committee of the Minerals, Metals and Materials Society, Detroit, Michigan, October 8-10. 1990. – Pp. 319–329.

143. Valiev, R.Z., Hahn, H.H., Langdon, T.G. Advanced Engineering Materials. – 2010. – No. 8.

144. Victoria Jane Braham. Corrosion of Aluminium in Contact with Cutting Fluids / Electrochemistry of Corrosion // Newcastle university library. Thesis L5889. – 1997. – 180 p.

145. Williams, D.B., Carter, C.B. Transmission Electron Microscopy. – New York: Plenum Press, 1996. – P. 729.

146. Wang, Z.B., Tao, N.R., Li, S., Wang, W., Liu, G., Lu, J., Lu, K.. Effect of surface nanocrystallization on friction and wear properties in low carbon steel // Materials Science and Engineering: A. – 2003. – V. 352, No. 1–2. – Pp. 144–149.

147. Wellplan Landmark. Руководство пользователя. Базовый курс. 500.1.7. – Хьюстон, Техас. – 312 с.

148. Zetlab. Программное обеспечение. Руководство оператора. Проверка вибропреобразователей по ГОСТ Р 8.669 ЗТМС.05002-01 34. – 60 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

СОГЛАШЕНИЕ *№13/2019* О НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОМ СОТРУДНИЧЕСТВЕ

г. Москва

«20» февраля 2019г.

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет», именуемое в дальнейшем ФГБОУ ВО «УГНТУ», в лице проректора по научной и инновационной работе Исмакова Рустэма Адиповича, действующего на основании доверенности № 01-10/164 от 25.12.2018 г., с одной стороны, и

АО «Арконик СМЗ» в лице Генерального директора Спичака Михаила Григорьевича, действующего на основании Устава,

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский государственный университет», именуемое в дальнейшем «СПбГУ», в лице проректора по научной работе Микушева Сергея Владимировича, действующего на основании доверенности № 28-21-26 от 09.01.2019 г.,

АО «Сибирская Сервисная Компания», именуемое в дальнейшем АО «ССК», в лице генерального директора Шестерикова Владимира Савельевича, действующего на основании Устава, с другой стороны, именуемые в дальнейшем «Стороны», а по отдельности – «Сторона», заключили настоящее Соглашение о нижеследующем.

1. ЦЕЛЬ СОГЛАШЕНИЯ

Стороны являются стратегическими партнерами в области новой и конкурентно способной продукции из алюминиевых сплавов и материалов на их основе, а также технологических процессов для них.

2. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ СОТРУДНИЧЕСТВА

2.1. Проведение исследований и научных разработок, выполнение экспериментальных и опытно-конструкторских работ, в том числе в промышленных условиях, направленных на создание новых алюминиевых сплавов и материалов, на создание новых и совершенствование существующих технологических процессов изготовления полуфабрикатов.

2.2. Разработка новой и совершенствование существующей нормативно-технической документации, научно-техническое сопровождение выпускаемой продукции, изготовление в промышленных условиях продукции из новых и освоенных промышленностью алюминиевых сплавов.

2.3. Информационный поиск потенциальных потребителей новой и освоенной продукции на внутреннем рынке РФ.

2.4. Анализ и приведение нормативной документации по методикам контроля и испытаниям в соответствие с международными стандартами.

2.5. Разработка, выпуск и аттестация стандартных образцов.

2.6. Проведение единой научно-технической политики в части определения и корректировки химического состава алюминиевых сплавов, применяемых в буровой промышленности.

2.7. Проведение совместных исследований и научных разработок по наноматериалам и нанотехнологиям.

3. ФОРМЫ СОТРУДНИЧЕСТВА

3.1. В процессе решения поставленных задач Стороны будут строить свои взаимоотношения на основе равенства, честного партнерства и взаимовыгодного сотрудничества.

3.2. Настоящее Соглашение является предпосылкой и основанием для заключения отдельных хозяйственных, лицензионных и иных договоров, которые будут определять формы и размеры участия Сторон в осуществлении совместных проектов, а также принадлежность прав на результаты интеллектуальной деятельности.

3.3. По соглашению Сторон, в случае проведения ФГБОУ ВО «УГНТУ» и «СПбГУ» работ в перспективных для АО «Арконик СМЗ» и АО «ССК» направлениях, АО «Арконик СМЗ» и АО «ССК» (вместе или по отдельности) согласовывают перечень работ и программы их реализации в соответствующем договоре.

3.4. АО «Арконик СМЗ» и АО «ССК» (вместе или по отдельности) будут вправе направлять в ФГБОУ ВО «УГНТУ» и «СПбГУ» запросы на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по тематике в соответствии с основными направлениями сотрудничества (раздел 2). Кроме того, АО «Арконик СМЗ» и АО «ССК» (вместе или по отдельности) вправе предлагать ФГБОУ ВО «УГНТУ» и «СПбГУ» проведение различных испытаний и экспертиз. ФГБОУ ВО «УГНТУ» и «СПбГУ» в разумные сроки рассматривает данные предложения с учетом режима

наибольшего благоприятствования между Сторонами и дает согласие либо письменно подтверждает отсутствие интереса к данному предложению.

3.5. Стороны обязуются при исполнении настоящего Соглашения поддерживать деловые контакты и принимать все необходимые меры для обеспечения эффективности и развития их коммерческих, научных и технических связей.

4. ОСОБЫЕ УСЛОВИЯ

4.1. Стороны обязаны обеспечить конфиденциальность сведений, касающихся предмета договора, хода его исполнения и полученных результатов (информация об объекте работ, о предполагаемом результате, о данных, которые могут использоваться при проведении работ, а также иные сведения) в полном объеме.

4.2. АО «Аркиник СМЗ» и АО «ССК» предоставляется эксклюзивное право на производство и продажу на внутреннем рынке РФ продукции, освоенной в соответствии с настоящим Соглашением (раздел 3.)

4.3. Стороны обязуются определять долевое участие (в абсолютных или относительных цифрах – по усмотрению Сторон):

- на выполнение заключительных хозяйственных, лицензионных договоров;
- на использование интеллектуальных, научно-технических, экономических и других результатов работ по выполнению в соответствии с настоящим Соглашением хозяйственных, лицензионных и иных договоров.

4.4. Продажа и использование за пределами РФ новой продукции, полученной в результате выполнения хозяйственных, лицензионных и иных договоров, допускается только при совместном согласии Сторон.

5. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

5.1. Все изменения и дополнения к настоящему Соглашению вступают в силу только после их письменного согласования.

5.2. Соглашение вступает в силу с момента его подписания.

5.3. Стороны устанавливают срок действия Соглашения 5 лет. Прекращение действия Соглашения не прекращает действия условий о сохранении конфиденциальности.

5.4. Действия настоящего Соглашения может быть досрочно прекращено в следующих случаях:

- по взаимному согласию Сторон,
- в иных случаях, установленных законодательством РФ.

5.5. Настоящее Соглашение регулируется действующим законодательством РФ. Все споры Сторон, возникающие из Соглашения, решаются путем переговоров.

5.6. Настоящее Соглашение является рамочным, по нему не могут быть взысканы какие-либо санкции или убытки, а также ни одна из Сторон не может поставить другую сторону в условия принудительного заключения какого-либо отдельного договора по конкретному проекту в соответствии с п. 3.2. настоящего Соглашения.

Настоящее Соглашение не является предварительным Соглашением.

6.. ПОДПИСИ СТОРОН

ФГБОУ ВО «УГНТУ»
Проректор по НИР



Р.А. Исмаков

АО «Арконик СМЗ»
Генеральный директор

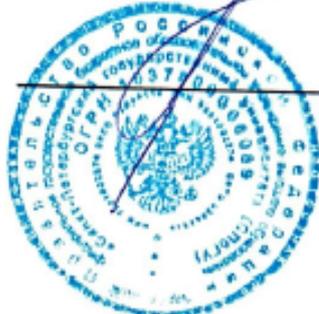


По доверенности
931/074Д от 09.08.2018



М.Г. Сичак

ФГБОУ ВО «СПбГУ»
~~1-ый~~ зам. Проректора по научной работе



С.В. Микушев

АО «ССК»
Генеральный директор



В.С. Шестериков