Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для реконструкции добывающей скважины глубиной 2869 метров методом зарезки бокового ствола на нефтяном месторождении Томской области»

УДК 622.323: 622.24-049.32(571.16)
Студент

Группа	**ФИО**	**Подпись**	**Дата**
2Б3В	Тютнев Константин Валерьевич		

Руководитель

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Р1	Приобретение *профессиональной эрудиции* и *широкого кругозора* в области *математических, естественных и социально-экономических* наук и использование их в профессиональной деятельности
Р2	Уметь анализировать *экологические последствия* профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение *безопасных условий труда*
Р3	Уметь *самостоятельно учиться* и непрерывно *повышать квалификацию* в течение всего периода профессиональной деятельности
Р4	Грамотно решать *профессиональные инженерные задачи* с использованием современных *образовательных и информационных технологий*
Р5	Управлять *технологическими процессами*, эксплуатировать и обслуживать *оборудование нефтегазовых* объектов
Р6	внедрять в практическую деятельность *инновационные подходы* для достижения конкретных результатов
Р7	Эффективно работать *индивидуально и в коллективе* по *междисциплинарной* тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
Р8	Осуществлять *маркетинговые исследования* и участвовать в создании проектов, повышающих *эффективность использования ресурсов*
Р9	Определять, систематизировать и получать необходимые *данные для экспериментально-исследовательской деятельности* в нефтегазовой отрасли
Р10	*Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать* экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием *современных методов моделирования* и *компьютерных технологий*
Р11	Способность применять знания, современные методы и *программные средства проектирования* для *составления проектной и рабочей и технологической документации* объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой
_____ _____ Ковалев А.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б3В	Тютнев Константин Валерьевич

Тема работы:

«Технологические решения для реконструкции добывающей скважины глубиной 2869 метров методом зарезки бокового ствола на нефтяном месторождении Томской области»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: – 3. Интервал отбора керна: – 4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным окончанием 5. Глубина по вертикали: 2428 метров 6. Отход / длина горизонтального участка ствола: отход от устья скважины до точки входа в горизонт (Т2) 300м /500 метров 7. Способ цементирования: прямой одноступенчатый 8. Дополнительные данные представлены в **Прил. 1**.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота

	2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ по теме «Анализ технико-технологических решений для улучшения очистки ствола наклонно-направленной скважины от выбуренного шлама»
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	**Консультант**
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовна, к.х.н., старший преподаватель каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, к.т.н., инженер-исследователь ООНИОКР НИ ТПУ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	6 февраля 2017 года

Задание выдал руководитель:

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	**ФИО**	**Подпись**	**Дата**
2Б3В	Тютнев Константин Валерьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Тютневу Константину Валерьевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	**Направление/специальность**	Нефтегазовое дело/ Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые вносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)**:**	
1. Организационная структура управления организацией *2.* Линейный календарный график выполнения работ *3.* Нормативная карта	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель	Глызина Т.С.	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Тютнев Константин Валерьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Тютнев Константин Валерьевич

Институт	**ИПР**	**Кафедра**	**БС**
Уровень образования	**Бакалавриат**	**Направление/специальность**	**Нефтегазовое дело**

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: технологические решения для реконструкции добывающей скважины глубиной 2869 метров методом зарезки бокового ствола на месторождении Томской области. Область применения: для проектирования и строительства новых нефтяных скважин.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты).	**1. Производственная безопасность** 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – превышение уровней шума; – превышение уровней вибрации; – отклонение показателей микроклимата в помещении; – повышенная запыленность и загазованность; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – электрический ток; – острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; – пожароопасность; – необходимые средства защиты от опасных факторов.
2.Экологическая безопасность – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	**2.Экологическая безопасность** – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;	**3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях** – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;

– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	**4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности** – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Тютнев Константин Валерьевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
Уровень образования: бакалавриат
Кафедра бурения скважин
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года
Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года

Дата контроля	**Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)**	**Максимальный балл раздела (модуля)**
15 мая 2017 года	1. Геологическая и технологическая части	65
1 июня 2017 года	2. Специальная часть и графические приложения	30
5 июня 2016 года	3. Предварительная защита диссертации	5

Составил преподаватель:

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 100 с., 22 рис., 46 табл., 44 литературных источников, 2 прил.

Ключевые слова: бурение, скважина, боковой ствол, нефть, ВЗД, долото, ТБТ, ясс, буровой раствор.

Объектом исследования является Мыльджинское месторождение Томской области.

Цель работы – проектирование технологических решений для реконструкции добывающей эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении Томской области.

В процессе работы был составлен технологический проект на реконструкцию эксплуатационной скважины на нефть глубиной 2869 метров методом зарезки бокового ствола на Мыльджинском месторождении Томской области.

В работе представлен анализ технико-технологических решений для улучшения очистки ствола наклонно-направленной скважины от выбуренного шлама.

В процессе анализа были рассмотрены научные статьи и патенты на изобретения многих авторов.

В результате анализа были выявлены причины аккумуляции шлама на стенках наклонно-направленных и горизонтальных скважин, последствия такой аккумуляции, а также предложены наиболее эффективные технические средства для улучшения очистки ствола и даны рекомендации для поиска технологических решений по повышению эффективности очистки.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработан боковой наклонно-направленный ствол скважины с горизонтальным окончанием, имеющий диаметр хвостовика 114,3 мм.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью офисного пакета приложений Microsoft Office 2010. Графические материалы и приложения выполнены с помощью системы автоматизированного проектирования «Компас-3D V16» и табличного процессора Microsoft Excel, презентация к защите выпускной квалификационной работы подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

– **газонефтеводопроявление:** Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

– **скважина:** Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

– **нефтегазоводоносность:** Содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

– ГНВП – газонефтеводопроявление;

– ВЗД – винтовой забойный двигатель;

– КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

– ПРИ – породоразрушающий инструмент;

– ДРУ – двигатель с регулятором угла;

– КБТ – компоновка бурильных труб;

– УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

– БТ – бурильные трубы;

– ПХЦЗ – подвеска хвостовика цементируемая защищенная;

– ПГМЦ – пакер гидравлический для манжетного цементирования;

– ДНС – динамическое напряжение сдвига;

– СНС – статическое напряжение сдвига.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - свыше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ 12.0.002-80. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.

2. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.
3. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
4. СНиП 2.04.05 91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование".
5. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».
6. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности".
7. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".
8. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности".
9. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности".
10. ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности".
11. РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений".
12. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.
13. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
14. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки.
15. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
16. ГОСТ Р 12.4.236-2011 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования.
17. ГОСТ Р 12.4.218-99 ССБТ. Одежда специальная. Общие технические требования.

Оглавление

Введение....14
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ....15
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ....15
1.2 Геологические условия бурения....17
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)....21
1.4 Зоны возможных осложнений....22
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ....24
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины....24
2.2 Обоснование конструкции скважины....26
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя....26
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений....28
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска....28
2.2.4 Выбор интервалов цементирования....28
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн....29
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины....31
2.3 Углубление скважины....32
2.3.1 Выбор способа бурения....32
2.3.2 Проектирование конструкции скважины....32
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород....34
2.3.4 Расчет частоты вращения долота....34
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя....35
2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора....36
2.3.7 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны....36
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости....39
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины....40
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины....41
2.4.1 Расчет обсадных колонн....41
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений....42
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений....44
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине....47
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины....47
2.4.2.1 Выбор способа цементированцееия обсадных колонн....47
2.3.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов....48
2.4.2.3 Обосование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей....48
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины....49
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования....50
2.3.2.4.2 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси....50
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн....51
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин....52

2.5 Выбор буровой установки 54
3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ 56
3.1 Актуальность проблемы 56
3.2 Причина аккумуляции шлама в наклонных и горизонтальных стволах скважин 56
3.4 Исследования, проводимые в лабораторных условиях 60
3.5 Рекомендации для поиска технологических решений по повышению эффективности очистки горизонтальной скважины от шлама 60
3.6 Технические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама 64
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 70
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ОАО «Сургутнефтегаз» 70
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины 72
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 83
5.1 Производственная безопасность 83
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов 84
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов 87
5.2 Экологическая безопасность 90
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях 92
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 94
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства 94
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 95
Заключение 96
Список использованных источников 97
Приложение А 101
Приложение Б 102

Введение

Среди современных методов по разработке нефтяных и газовых месторождений большую роль играет такое решение, как бурение боковых стволов скважин. Их использование позволяет решить большой спектр проблем, связанных с разведочными работами на месторождении, добыче из труднодоступных мест, текущим и капитальным ремонтом, а также реконструкцией скважин после длительной добычи полезных ископаемых.

Главное преимущество, которое предоставляет технология бурения боковых стволов скважин, заключается в отсутствии необходимости подведения новых коммуникаций, снижении затрат на технику и расходные материалы. Кроме того, данные работы позволяют минимизировать негативное влияние на окружающую среду.

Выпускная квалификационная работа бакалавра является разработкой проекта технологических решений для реконструкции добывающей скважины методом зарезки бокового ствола на Мыльджинском месторождении Томской области. Работа состоит из пяти разделов, среди которых разработана технология по реконструкции скважины, предложены решения в сфере социальной ответственности, а также в сфере финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

В специальном разделе работы проведен анализ существующих технических и технологических решений для улучшения очистки ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин от выбуренного шлама. Рассмотрение таких технологий актуально для данного проекта, так как реконструкция скважины будет происходить методом зарезки бокового ствола с горизонтальным окончанием, в котором возможны осложнения, возникающие вследствие плохой очистки ствола скважины при бурении.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 2.

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Мыльджинское месторождение
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	 РФ Томская Каргасокский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	 -0,6 +35 -53
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,2
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	185
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	 водный транспорт, вертолеты автотранспорт по зимникам
Близлежащие населенные пункты и расстояние до них	Мыльджино (30 км) Кедровый (110 км)

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.

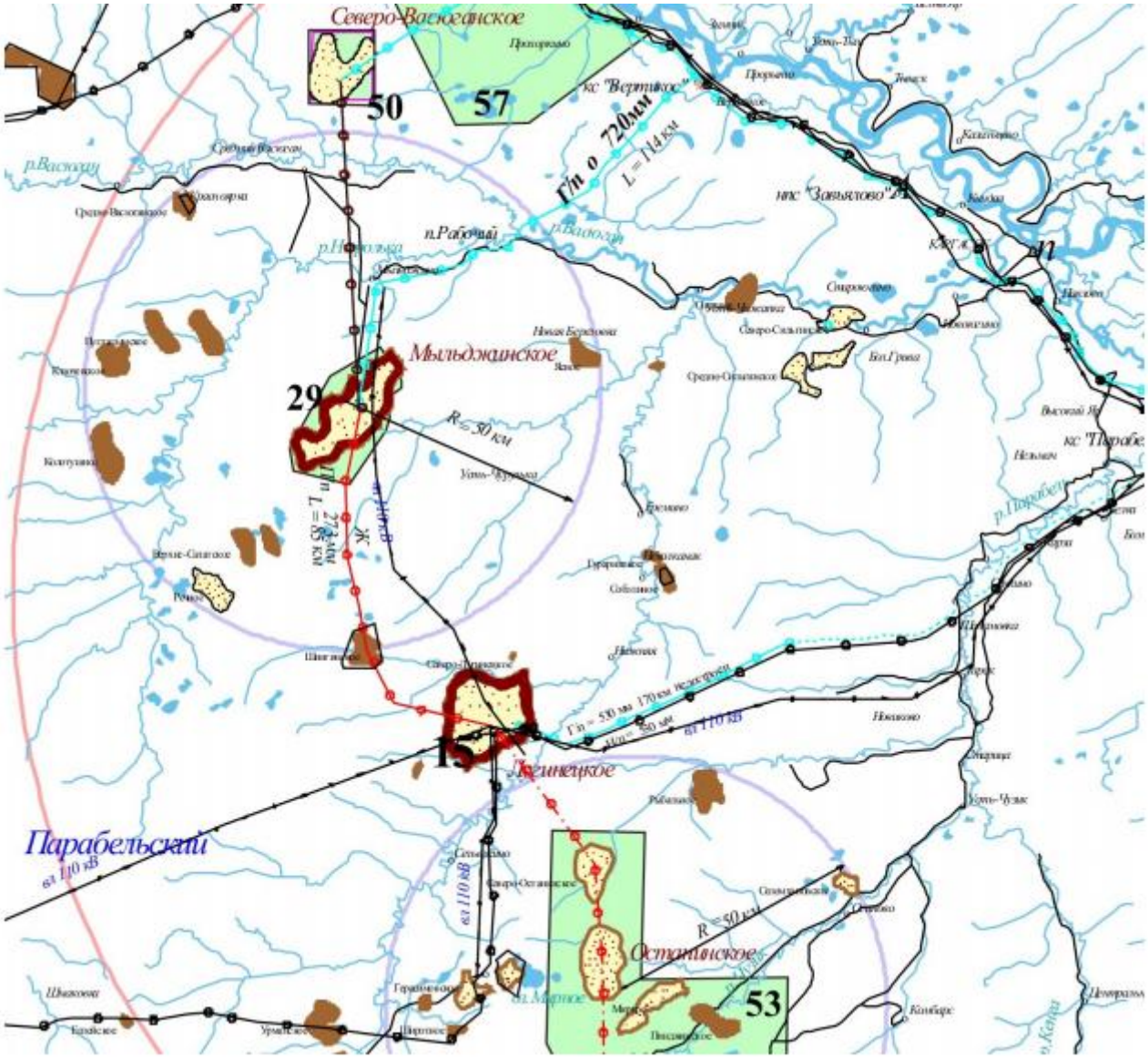


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов		Коэффициент кавернозности интервала
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1470	2100	киялинская свита	K_1 kls	1	-	1,6
2100	2200	тарская свита	K_1 tr	1	-	1,2
2200	2387	куломзинская свита	K_1 klm	0-1,5	-	1,1
2387	2402	баженовская + георгиевская свиты	J_3bg+J_3gr	2-3	-	1,1
2402	2429	васюганская свита	J_3 vs	2-3	-	1,1

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
K_1 kls	1470	2100	песчаники глины аргиллиты алевролиты	35 30 20 15	Свита представлена пестроокрашенными лагунными глинами, аргиллитоподобными с примесью алеврита. Встречаются прослои серых песчаников, пестроцветных алевролитов, аргиллитов, мергелей, известняков.
K_1 tr	2100	2200	песчаники алевролиты аргиллиты	60 20 20	Отложения свиты представлены в основном песчаным составом (пласты песчаников, алевролитов, содержащие прослои аргиллитов).
K_1 klm	2200	2387	аргиллиты песчаники алевролиты	50 25 25	Аргиллиты темно- и зеленовато-серого цвета, местами известковистые крепкие с включением растительного детрита. Алевролиты темно-серые плотные. Песчаники серые с голубоватым оттенком, мелкозернистые, полимиктовые.
J_3bg + J_3gr	2387	2402	аргиллиты	100	Аргиллиты темно-серые до черных, плотные крепкие битуминозные, иногда с запахом бензина.
J_3 vs	2402	2429	песчаники алевролиты аргиллиты	40 30 30	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые и темно-серые, разнозернистые, полимиктовые с тонкими прослойками алевролита и аргиллита, газонасыщенные. Алевролиты серые глинистые, иногда битуминозные. Аргиллиты темно-серые (до черных) с включением пирита в виде желваков и стяжений.

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 5.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 6.

Таблица 5 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см^3	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм^2	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория породы промысловой классификации (мягкая, средняя, и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
K_1 kls	1470	2100	песчаники глины аргиллиты алевролиты	2,3 2,4 2,4 2,2	20 5 20 22	15 0 0 20	30 100 100 20	3 10 3 3	20 25 15 20	2,5 3 5 2,5	6 4 4 10	средняя
K_1 tr	2100	2200	песчаники алевролиты аргиллиты	2,2 2,4 2,4	15 5 5	20 0 0	20 100 100	5 10 10	25 25 25	3,5 3 3	10 4 4	средняя
K_1 klm	2200	2387	аргиллиты песчаники алевролиты	2,2 2,4 2,3	5 20 7	0 15 5	95 20 30	5 10 5	120 100 150	3,5 3 3,5	4 10 5	средняя
J_3bg+J_3gr	2387	2402	аргиллиты	2,4	5	0	100	8	130	3	6	твердая
J_3 vs	2402	2429	песчаники алевролиты аргиллиты	2,3 2,4 2,4	15-20 2 5	13,6 0 0	20 95 40	8 8 5	100 120 130	2,5 2,5 3	10 6 4	твердая

Таблица 6 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала, град. ºС
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва пород		горного		
			кгс/см^2 на м		кгс/см^2 на м		кгс/см^2 на м		кгс/см^2 на м		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
K_1 kls	1470	2100	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,230	0,230	72
K_1 tr	2100	2200	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,230	0,230	75
K_1klm	2200	2387	0,104	0,104	0,104	0,104	0,184	0,184	0,230	0,230	82
J_3bg+J_3gr	2387	2402	0,104	0,104	0,104	0,104	0,184	0,184	0,230	0,230	83
J_3 vs	2402	2429	0,104	0,104	0,104	0,104	0,184	0,184	0,230	0,230	84

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м^3	Свободный дебит, м^3/сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м^3/м^3	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
J_3 vs $Ю_1^{3-4}$	2415	2429	порово-трещиноватый	740	60	79,9	–
Газоносность							
J_3 vs $Ю_1^{1}$	2405	2409	поровый	732	99,6	–	–
J_3 vs $Ю_1^{2}$	2412	2415		732	99,6	–	
Водоносность							
K_1 klm	2322	2387	поровый	1010	5	–	Нет. Минерализ. – 19,8 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl^- - 11716 мг/л, Na^+ - 5715,9 мг/л, Ca^{++} - 1665 мг/л

Разрез представлен одним нефтеносным, двумя газоносными и одним водоносным пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2415-2429 м (нефтеносного). Несмотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации.

1.4 Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице 8.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Поглощения бурового раствора имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

В интервале 2402-2429 м могут возникнуть осыпи и обвалы стенок скважины, время до начала осложнения около 2 суток. Во избежание подобного рода осложнения требуется соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.

В интервале 2405-2429 м прогнозируются нефтегазопроявления, значит возможны перелив раствора на устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объема раствора в приемных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе, снижение плотности бурового раствора и увеличение скорости потока (расхода) бурового раствора на выходе из скважины. Разрабатываемый рабочий проект должен учитывать опыт производства буровых работ на скважинах данной и ближайших площадях с аналогичными условиями.

Таблица 8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
J_3 vs	2402	2429	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1 м^3/час, потери циркуляции – нет. Возникает при увеличении плотности промывочной жидкости, повышении водоотдачи, превышении допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб, не соблюдении режима промывки ствола скважины от выбуренной породы.
K_1 kls + tr	1470	2150	Осыпи и обвалы стенок скважины	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Тип бурового раствора, применявшегося ранее – хлоркалиевый ингибированный (плотность – 1,13 г/см^3, водоотдача – 4-6 см^3/30 мин).
J_3 vs	2402	2429		
K_1 kls – K_1 klm	1470	2322	Водопроявление	Водопроявление с плотностью флюида 1 – 1,14 г/см^3. Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
K_1 klm	2322	2387		
J_3 vs $Ю_1^1$	2405	2409	Газопроявление	Плотность газоконденсата – 0,732 г/см^3. Длина столба газа при ликвидации газопроявления – 2405 м. Возникает при создании депрессии на пласт.
J_3 vs $Ю_1^2$	2412	2415		
J_3 vs $Ю_1^{3-4}$	2415	2429	Нефтепроявление	Плотность флюида – 0,74 г/см^3. Возникает при снижении давления в стволе скважины ниже пластового.
K_1	1470	2387	Прихватоопасность	Вид прихвата – заклинки, сальникообразования, сужение ствола скважины от перепада пластового давления в системе скважина-пласт. Возникает при оставлении бурового инструмента без движения, несоблюдении проектных параметров бурового раствора и режима промывки, выработки желобов, развитии зон сужения ствола скважины.
K_1 kls	1470	2100	Кавернообразование	Возникает за счёт разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора.
K_1 klm	2300	2387		

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Учитывая исходные данные на бурение (точка зарезки бокового ствола – 1653,5 м, смещение точки вскрытия пласта относительно устья скважины – 300 м, глубина по вертикали – 2428 м) наилучшим решением для вывода бокового ствола скважины в требуемую точку пласта является проектирование четырехинтервального профиля скважины. Зенитный угол бокового ствола в точке входа в кровлю продуктивного пласта составит 87 град.

Четырехинтервальный профиль включает в себя следующие интервалы: набор зенитного угла, стабилизацию зенитного угла, набор зенитного угла, малоинтенсивный набор зенитного угла.

Зарезка бокового ствола будет осуществляться с использованием клина-отклонителя с углом наклона отклоняющего желоба 2,5 град, зенитный угол материнского ствола скважины в точке зарезки бокового ствола равен 0 град. Значит начальный зенитный угол равняется 2,5 град.

Данные по профилю бокового ствола добывающей нефтяной скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные и расчетные данные профиля проектируемой скважины с боковым стволом

Тип профиля	Четырехинтервальный с горизонтальным окончанием										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м			2428				Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м		0,3626		
Глубина вертикального участка скважины, м			1653,5				Интенсивность искривления на участке стабилизации, град/10 м		0		
Отход скважины, м			800				Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м		2,8567		
Длина интервала бурения по пласту, м			500				Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/10 м		0,0595		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м			–				Зенитный угол в конце участка набора угла, град		13,36		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м			–				Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град		87		
Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град			87				Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора зенитного угла, град		90		
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	1653,5	1949,7	296,2	0	41,34	41,34	2,5	13,36	1653,5	1953	299,5
2	1949,7	2261	311,3	41,34	115,3	73,96	13,36	13,36	1953	2273	320
3	2261	2415	154	115,3	300	184,7	13,36	87	2273	2531	258
4	2415	2428	13	300	800	500	87	90	2531	3031	500
Итого	Σ		774,5	Σ		800	-	-	Σ		1377,5

Вертикальная проекция профиля бокового ствола представлена на рисунке 1.

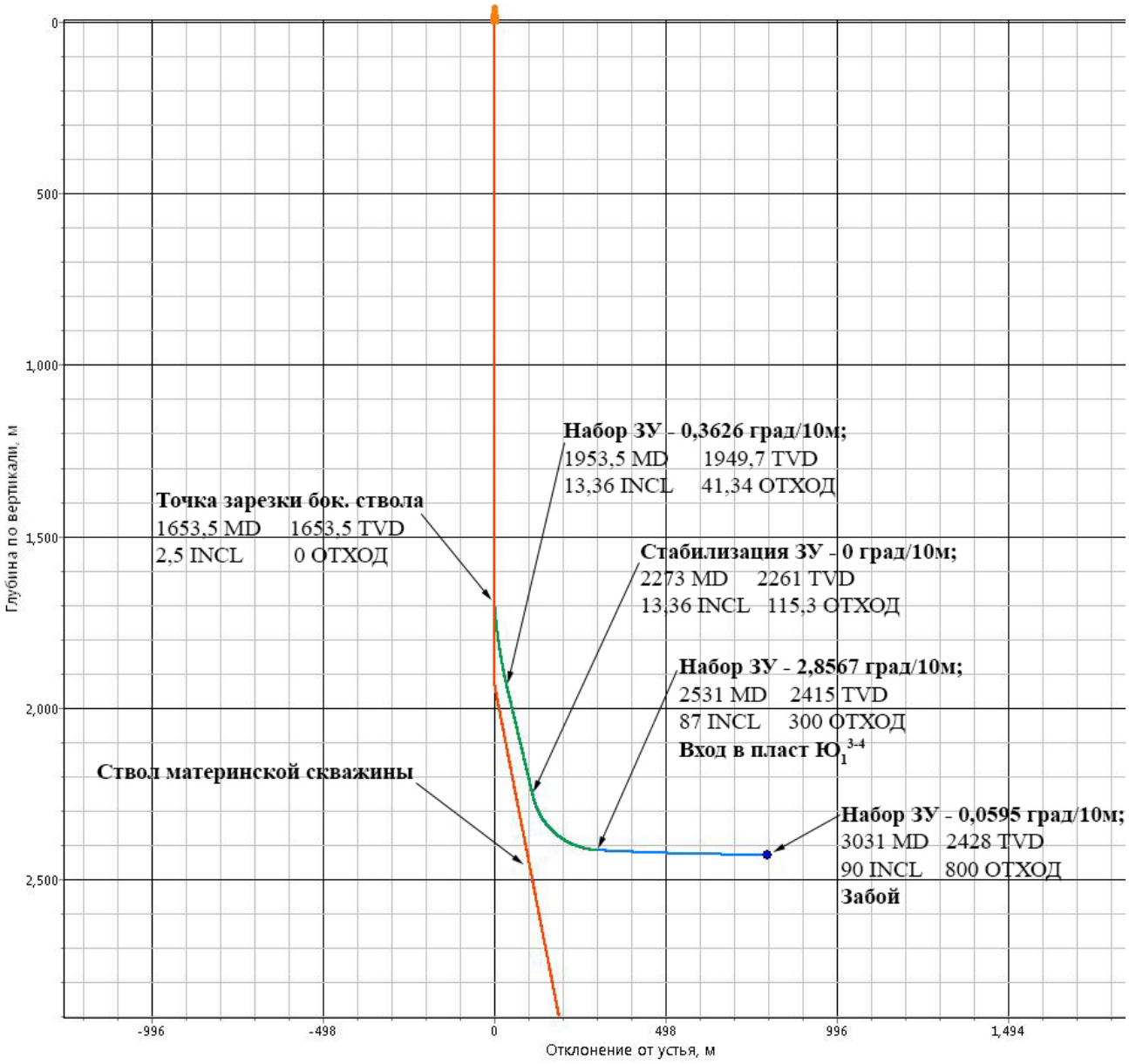


Рисунок 1 – Профиль бокового ствола скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

1. *Тип коллектора:* порово-трещиноватый.
2. *Однородность коллектора:* пласт литологически неоднородный (имеет место переслаивание горных пород – песчаники с прослоями аргиллитов). Пласт является неоднородным по типу флюида (имеется близко

расположенная газовая шапка). Пласт однороден по величине градиента пластового давления (нормальное пластовое давление).

3. *Способ эксплуатации продуктивного объекта:* раздельный (продуктивный пласт один).
4. *Проверка коллектора на устойчивость:*

Результаты промежуточных вычислений устойчивости приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Промежуточные расчеты устойчивости коллектора

K	0,43
, МПа	55,567
,МПа	24,5
, м	1618,67
, МПа	5,88
, МПа	32

Все параметры для выбора конструкции эксплуатационного забоя приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Тип коллектора	Порово-трещиноватый			
Однородность коллектора	По проницаемости	Литологическая	По типу флюида	По градиенту давления
	Однородный	Неоднородный	Неоднородный	Однородный
Способ эксплуатации	Раздельный			
Условие устойчивости	Не выполняется (30 МПа < 32 МПа)			

Делаем вывод, что коллектор неоднородный по литологическому составу пород, по фильтрационной характеристике относится к коллекторам пористого или трещинного типа, характеризуется чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо- и газовмещающих пропластков с разными пластовыми давлениями. Для такого случая выберем конструкцию забоя для предупреждения выноса песка. При этом из-за наличия в конструкции скважины хвостовика интервал его установки в зоне продуктивного пласта не цементируется (используется фильтр-хвостовик). В качестве хвостовика-фильтра будет применяться ФСПЩ (фильтр скважинный проволочный

щелевой на основе перфорированной обсадной трубы) (интервал установки – 2650-3031 м).

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Для реконструкции данной скважины применяется метод зарезки бокового ствола с глубины 1653,5 м. В боковой ствол спускается хвостовик, интервал его установки – 1575-2428 м по вертикали. Подвесное и герметизирующее устройство устанавливается выше точки зарезки в эксплуатационной обсадной колонне на 75 м, так как планируется эксплуатировать нефтяной пласт. Манжета для селективного цементирования устанавливается ниже кровли продуктивного пласта на 5 метров из-за наличия близлежащего газоносного пласта.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Высота подъема тампонажного раствора при цементировании хвостовика в боковом стволе скважины ограничивается высотой расположения подвесного устройства (1575 м по вертикали). В качестве подвесного устройства будет использоваться ПХЦ31.114/168 (подвеска хвостовика цементируемая защищенная). Подвеска ПХЦ3 представляет собой комплекс из четырех работающих независимо друг от друга функционально законченных узлов: узла якоря; гидравлического разъединителя; узла гидромеханического пакера; узла механического разъединения, дублирующего гидравлический разъединитель.

Для манжетного цементирования будет использоваться пакер гидравлический для манжетного цементирования типа ПГМЦ4.114 (2420 м по вертикали).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

После реконструкции скважины дебит флюида ожидается в районе 60 $м^3$/сут, поэтому диаметр обсадной колонны примем равным 114,3 мм. По ГОСТ 632-80 наружный диаметр муфты у такой обсадной трубы составляет 127,0 мм.

Диаметр долота $D_д$ для бурения интервала под хвостовик рассчитывается по формуле:

, (1)

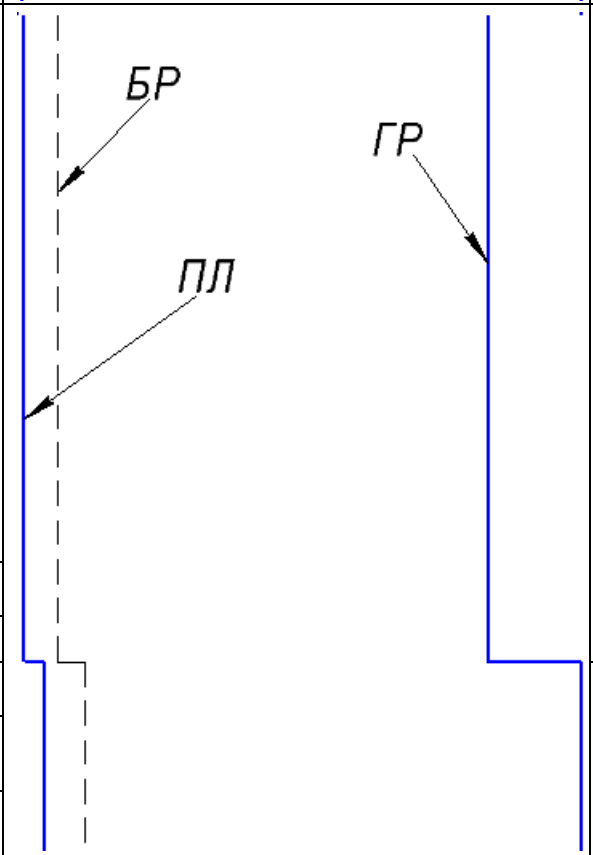
где $D_м$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм; Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны, мм.

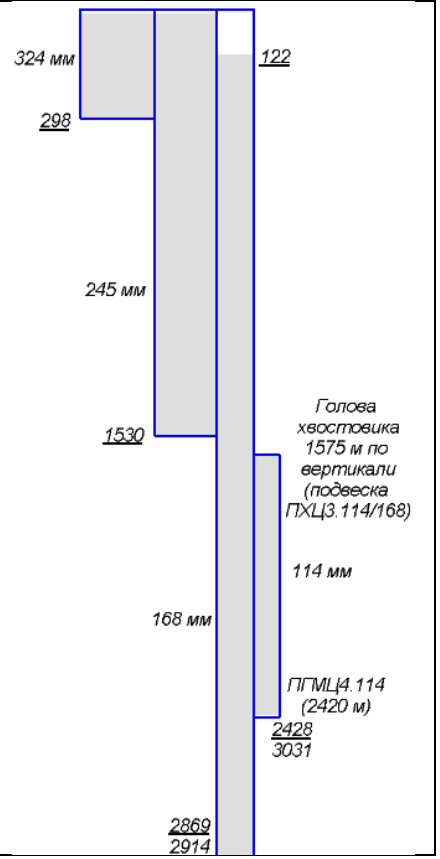
По ГОСТ 20692-75 принимается ближайший диаметр долота, в сторону увеличения. Таким образом, для бурения бокового ствола под хвостовик принимается диаметр долота – 142,9 мм.

Результаты расчетов отображены на графике совмещенных давлений и конструкции скважины в таблице 4.

Таблица 4 – График совмещенных давлений и конструкция скважины

Глубина по вертикали, м	Индекс стратиграфического подразделения	Давление, МПа		Графики давлений пластового, гидроразрыва пород и столба бурового раствора	Градиент давления, МПа/10 м		Минимальная плотность бурового раствора, кг/м^3	Схема конструкции скважины
		пластовое	гидроразрыва	Градиенты давления, МПа/10 м 0,101 — 0,184	пластового	гидроразрыва		
1470	K_{1-2} pk	14,8	25		0,101	0,170	1080	
2100	K_1 kls	21,2	35,7					
2200	K_1 tr	22,1	37,4					
2387	K_1 klm	24	40,8		0,104	0,184		
2402	J_3bg+J_3 gr	24,2	41,2					
2429	J_3 vs	24,5	41,6					





2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле:

– , (2)

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа; $\rho_н$ – плотность нефти, кг/м^3; g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с^2; $H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Делаем вывод, что для данной величины максимального устьевого давления, а также с учетом объёмного содержания углекислого газа в нефти 0,741 % подходит оборудование обвязки обсадных колонн производства ООО «Уралнефтемаш» типа ОКК1 (обвязка двух колонн – технической и эксплуатационной). Технические характеристики ОКК1 представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Колонная обвязка типа ОКК1

Наименование параметров и размеров		**Значение**	
		ОКК1-21-168×245	
Условный диаметр обвязываемых труб, мм	d_1	168	
	d_2	245	
Рабочее давление МПа, не более		21	
Диаметры боковых отводов, мм		65	
Условный проход верхнего фланца по ГОСТ 28919		280	
Тип колонной подвески		Клиньевая	
Скважинная среда		Нефть, газ, газоконденсат с содержанием механических примесей до 0,05% и пластовой воды до 90% по объему	
		с суммарным содержанием CO_2 и H_2S до 0,003% по объему	с содержанием CO_2 до 6% по объему
Температура скважинной среды,^{o}C, не выше		120	
Габаритные размеры, мм: длина L ширина B высота H		 1000 785 560	
Масса, кг, не более		508	

Согласно ГОСТ 13862-90 выберем пятую схему обвязки ОП (оборудование противовыбросовое) с гидравлическим приводом превенторов. Условное обозначение ОП по схеме 5 на рабочее давление 21 МПа с условным диаметров прохода 80 мм – ОП5-180/80х21, ГОСТ 13862-90. Основные параметры ОП представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные параметры ОП5-180/80х21

Диаметр условный прохода ОП, мм	Рабочее давление, МПа	Диаметр условный прохода манифольда, мм		Номинальное давление станции гидропривода, МПа	Максимальный диаметр трубы, проходящей с трубодержателем (подвеской) через ОП, мм
		для бурения	для ремонта		
180	21	80	80	5	127

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения под интервал бокового ствола производится из расчета следующих факторов:

1. Проектируется боковой ствол с наклонно-направленным профилем с горизонтальным окончанием.
2. Пластовая температура в проектном горизонте низкая.

Запроектированный способ бурения приведен в таблице 7.

Таблица 7 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
1653,5-2428	Хвостовик	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Проектирование конструкции скважины

Выбор типа долота можно производить различными способами, однако в данной работе будет использован метод последовательных разбиений по стратиграфическим подразделениям. Данный метод заключается в обработке имеющегося геологического разреза. Необходимо проанализировать его литологический состав, а также оценить физико-механические свойства

слагающих пород и последовательно разбить на несколько пачек согласно следующим принципам:

- твердость и абразивность пород пачки существенно не отличаются;
- толщина пачки не должна быть меньше проходки на долото;
- пачка разбуривается долотами одного типоразмера;
- пачка непрерывна.

Разобьем породы на несколько пачек:

1. 1653,5-2428 м.

Бурение данной пачки пород, где встретятся средние и твердые высокоабразивные породы, будет осуществляться с использованием шестилопастного PDC долота диаметром 142,9 мм ООО НПП «БУРИНТЕХ».

Шестилопастные PDC долота ООО НПП «БУРИНТЕХ» являются наиболее универсальным и оптимальным инструментом для бурения скважин и интервалов, сложенных различными типами пород: от мягких и средних до пропластков твердых. Данный подход позволяет получить максимальную среднюю скорость за интервал. К тому же по индивидуальному заказу возможно применение различных опций, которые позволяют долоту бурить более твердые и абразивные породы.

Характеристики выбранного долота представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Долото для реконструкции скважины

Интервал, м		1653,5 – 2428
Шифр долота		БИТ 149,2 ВТ 613 УТ
Тип долота		PDC
Диаметр (долото/калибратор), мм		142,9/-
Тип горных пород		СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-88
	API	Pin 3 1/2 Reg
Длина, м		0,285
Масса, кг		45
G, тс	Рекомендуемая	2-10
	Предельная	12
n, об/мин	Рекомендуемая	60-320
	Предельная	400

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Выполним расчёты осевых нагрузок аналитическим и статистическим методами. Большее из полученных значений сравним с допустимой нагрузкой по паспорту долота. Если расчётная нагрузка окажется больше паспортного значения, то примем последнее ($G_{проект} = G_3$). При обратной ситуации – примем большую расчетную величину ($G_{проект} = G_1$ или G_2).

Результаты проектирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент по интервалам бурения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Осевые нагрузки на породоразрушающий инструмент по интервалам бурения

Интервал	1653,5 – 2428
Исходные данные	
α	1
$P_ш$, кгс/см^2	5083
$D_д$, см	14,92
η	–
δ, см	–
q, кН/мм	0,4
$G_{пред}$, тс	10
Результаты проектирования	
G_1, тс	7,1
G_2, тс	6
G_3, тс	8
$G_{проект}$, тс	7,1

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для безопорных долот расчет производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота.

Результаты проектирования частот вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		1653,5 – 2428
Исходные данные		
$V_л$, м/с		1,5
$D_д$	м	0,1429
Результаты проектирования		
n_1, об/мин		192
$n_{проект}$, об/мин		192

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		1653,5 – 2428
Исходные данные		
$D_д$	м	0,1429
	мм	142,9
$G_{ос}$, тс		7,1
Q, Н*м/кН		1,5
Результаты проектирования		
$D_{зд}$, мм		134-119
$M_р$, Н*м		212,4
$M_о$, Н*м		74,6
$M_{уд}$, Н*м/кН		19,4

Бурение бокового ствола скважины будет происходить с использованием винтового забойного двигателя ДРУ4-127РС, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики забойных двигателей представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики применяемых винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ4-127РС	1653,5-2428	127	5080	378	10-20	100-220	0,9	10-22

2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

1. эффективную очистку забоя скважины от шлама;
2. транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
3. устойчивую работу забойного двигателя;
4. предотвращение гидроразрыва горных пород;
5. обеспечение гидромониторного эффекта;
6. предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Результаты расчетов необходимого расхода бурового раствора представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Необходимый расход бурового раствора

Интервал	1653,5 – 2428
Исходные данные	
Q1, л/с	59
Q2, л/с	45
Q3, л/с	12
Q4, л/с	6
Q5, л/с	53
Q6, л/с	10-20
Области допустимого расхода бурового раствора	
ΔQ, л/с	6-59
Запроектированные значения расхода бурового раствора	
Q, л/с	10
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)	
$Q_{тн}$, л/с	10-20
$\rho_{бр}$, кг/м^3	1130
$\rho_{табл}$, кг/м^3	1000
$М_{тм}$, Н*м	1080

2.3.7 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

Бурильная колонна (БК) состоит из компоновки низа бурильной колонны (КНБК**)** и колонны бурильных труб (КБТ).

КБТ состоит из секций бурильных труб (БТ), одинаковых по типу, наружному диаметру, толщине стенки, группе прочности (марке) материала, типоразмеру замковых соединений.

Бурение бокового ствола будет вестись с применением ТБТ. Примем диаметр ТБТ, соответствующему диаметру бурильной трубы.

Принимаем ТБТ типа ТБТ-89 (внутренний диаметр = 50,8 мм; масса 1 м = 48,5 кг, длинна – 8,3…9,45 м). Диаметр бурильных труб, согласно рекомендациям, примем 89 мм.

Для бурения будут использоваться бурильные трубы ПВ-89х9 диаметром 88,9 мм группы прочности Д длиной 11,9…12,5 м. Масса одного метра гладкой трубы – 18,34 кг. Увеличение массы одной трубы после приварки замка – 29,5 кг, вследствие высадки обоих концов после механической обработки – 2,36 кг.

Результаты проектирования расчетов на прочность колонны бурильных труб приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Расчеты бурильной колонны на прочность для интервала бурения под хвостовик

Расчет на наружное избыточное давление					
$P_н$, кгс/мм^2	3,70		Выполняется условие запаса прочности (n>1,15)		
$P_{кр}$, кгс/мм^2	6,24		***Да***		Нет
$P_{кр}$/ $P_н$	1,68				
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя					
В наклонном участке ствола					
№ секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см^3	$\gamma_{ст}$, гс/см^3	$Q_Б$, кгс
1	29,5	1100	1,076	7,85	28002
	E, кгс/мм^2	I, м^4	S, м	$D_з$, мм	D, мм
	2*10^6	2,17*10^-5	8,4	133,4	101,6
Ψ^+/ Ψ^-	0,13/0,16		$Q_р$, кгс	36005	
α	1,57		$M_{итах}$	73781	
μ	0,25		W, см^3	4001	
R, м	286,5		[σ], кгс/мм^2	27	
$Q_К$, кгс	55509		$\sigma_э$, кгс/мм^2	50	
$\sigma_р$, кгс/мм^2	32				
Выполняется условие $\sigma_э > [\sigma]$				Да	
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№ секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}$, гс/см^3	$\gamma_{ст}$, гс/см^3	$Q_Б$, кгс
1	29,5	2792	1,076	7,85	71074
$Q'_{тк}$, кгс	158300	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		3395	
$Q_{КНБК}$, кгс	11842				
n	1,45				
q_m, кгс/м	29,5				

Продолжение таблицы 14

$K_т$	1	Максимальная длина секции бурильных труб, м	27800
K	1,15		
n	1,45		
F_k, мм^2	9326,585		
$\sigma_т$, кгс/мм^2	50		

Делаем заключение, что выбранные бурильные трубы можно использовать для комплектования бурильной колонны при бурении интервала под хвостовик.

Для вырезания «окна» в обсадной колонне и забуривания бокового ствола используется комплект технических средств типа Overhead Hydro производства ООО НПП «БУРИНТЕХ», позволяющий осуществлять вырезку технологического отверстия без упора на забой. Состав комплекта представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Комплект технических средств типа Overhead Hydro

№	Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Назначение
1	ЯГТ-168	140	3,2	Якорь гидравлический трубный. Предназначен для крепления клина-отклонителя в обсадной колонне без упора на забой
2	КО-168 «Overhead Hydro»	135	3,433	Клин-отколнитель. Предназначен для обеспечения необходимого отклонения вырезающих устройств от оси основного ствола скважины
3	ФО-127 «Overhead Hydro»	127	0,455	Фрезер оконный. Предназначен для фрезерования «окна» в обсадной колонне и забуривания бокового ствола
4	ФР-5-138 «Overhead»	138	1,639	Фрезер-райбер нижний. Предназначен для расширения стенок в вырезанном «окне»
5	ФР-6-145 «Overhead»	145	1,639	Фрезер-райбер верхний. Предназначен для расширения стенок в вырезанном «окне»
6	П-86/86 «Overhead»	108	0,339	Предназначен для присоединения компоновки фрезеров к бурильной колонне

Далее в таблице 16 представлена компоновка низа бурильной колонны (КНБК), использованной при бурении интервала бокового ствола скважины.

Таблица 16 – КНБК для бурения интервала под хвостовик

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	1653,5	3031	Долото БИТ 142,9 ВТ 613 УТ	45	0,285	Бурение участка под хвостовик, проработка ствола перед спуском хвостовика
			ВЗД ДРУ4-127РС	378	5,08	
			КОБ-120	17,5	0,35	
			ПК-120	30	0,43	
			П-86/102	25	0,42	
			НУБТ-108 (включая ЗТС «Корвет»)	920	18	
			Циркуляционный переводник PBL-105	90	1,8	
			П-102/86	23	0,42	
			СБТ ПВ-89х9	13856	660	
			ТБТ-89	7857	162	
			П-86/102	25	0,42	
			Ясс RDT-2H-108	400	6,8	
			П-108/86	26	0,45	
			ТБТ-89	11785,5	243	
			СБТ ПВ-89х9	40562	1932	
Σ				76040	3031	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава промывочной жидкости

Исходные данные для расчетов и запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения

Исходные данные									
Интервал бурения (по стволу), м		k	$P_{пл}$, МПа	H, м	g, м/с^2	$\rho_{бр}$, кг/м^3	$\rho_{п}$, кг/м^3	K	d, м
от	до								
1653,5	3031	0,05	24,5	2428	9,81	1100	2400	1,5	0,003

Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, кг/м^3	СНС$_1$, дПа	СНС$_{10}$, дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см^3/30 мин	pH	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
1653,5	3031	1100	8-10	25	23	8,5	8-9	до 0,5	20-30	10-15

Компонентный состав буровых растворов представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав буровых растворов

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от	до	
1653,5	3031	Биополимерный ингибирующий Полиакрилат, полиакриламид, ксантановый биополимер, смазочная добавка, ингибитор глин, карбонат кальция, вода техническая

Для вскрытия продуктивного горизонта при бурении хвостовика будет использоваться биополимерный ингибирующий буровой раствор. Особенность данного раствора обусловлена тем, что безглинистая ингибирующая промывочная жидкость позволяет достичь высоких стабильных реологических характеристик и свести к минимуму загрязнение призабойной зоны продуктивного горизонта.

Система очистки бурового раствора многоступенчатая, состав приведен на рисунке 2.

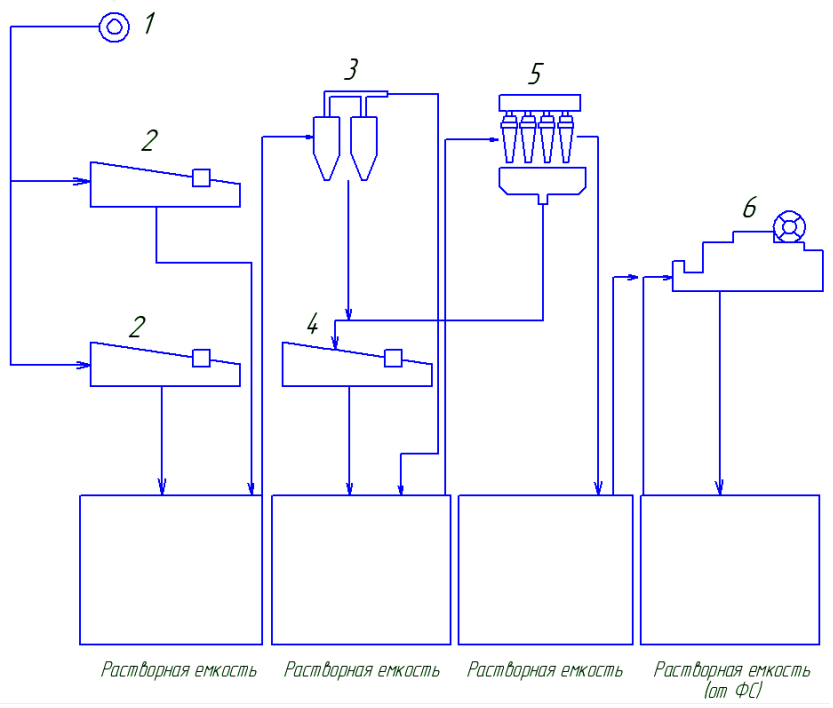


Рисунок 2 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается

рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин, направленной на улучшение технико-экономических показателей бурового процесса.

Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблице 19, а результаты проектирования – в таблице 20.

Таблица 19 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

H (по стволу), м	$d_д$, м	K	$P_{пл}$, МПа	$P_{гр}$, МПа	$\rho_п$, кг/м^3
3031	0,1429	1,45	24,5	41,6	2400
Q, м^3/с	Тип бурового насоса	Vм, м/с	$\eta_п$, Па*с	$\tau_т$, Па	$\rho_{пж}$, кг/м^3
0,016	УНБ-600	0,007	0,009	20	1100

КНБК			
Элемент	$d_н$, м	L, м	$d_в$, м
ТБТ-89	0,089	405	0,0572
ТБПВ-89х9	0,089	2591	0,07
ДРУ4-127РС	0,127	5,08	–

Таблица 20 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м^3	φ	$d_с$, м	Vкп, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	$\Delta P_о$, МПа
1540,5	0,99	0,207	1,81	2,24	0,05
$\Delta P_г$, МПа	$\Delta P_р$, МПа	Vд, м/с	Ф, м^2	d, мм	
0,45	15,65	160	0,00007	12	

КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Rекр	Re кп	Sкп	ΔРкп	ΔРмк
ТБТ-89	11539	6464	35,84	0,52	–
ТБПВ-89х9	49882	8406	451,5	2,41	0,014
ДРУ4-127РС	32570	7450	234,5	0,01	0,0001
Внутри труб					
Элемент	Rекр	Re кп	λ	ΔРт	
ТБТ-89	18088	54128	0,0326	0,56	
ТБПВ-89х9	28120	35570	0,0308	1,19	

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, *кг/м*^{3}	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, *кг/м*^{3}	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обл}$, *кг/м*^{3}	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$, *кг/м*^{3}	1850
плотность нефти $\rho_н$, *кг/м*^{3}	750	глубина установки муфты манжетного цементирования *H*, *м*	2420
высота столба буферной жидкости h_1, *м*	1575	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2, *м*	35
высота точки зарезки бокового ствола $h_З$, *м*	1653,5	коэффициент облегчения твердости тампонажного камня *K*	0,25
высота цементного стакана $h_{ст}$, *м*	0,42	динамический уровень скважины $h_д$, *м*	1613

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для хвостовика.

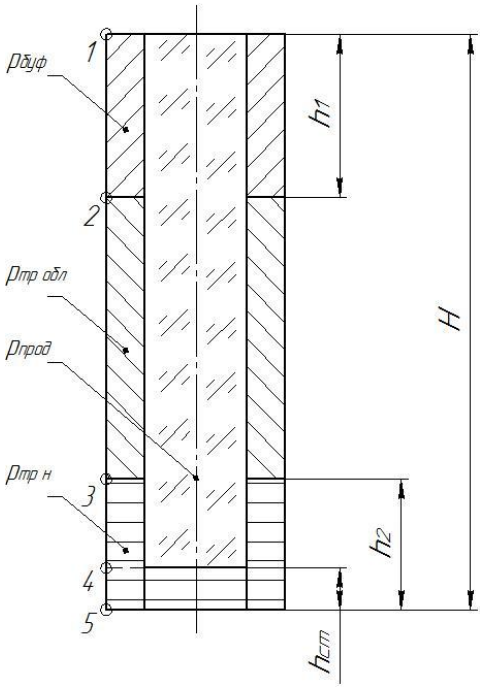


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 22 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 22 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	1575	2385	2419,58	2420
Наружное избыточное давление, МПа	0	1,55	5,55	5,81	5,81

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины для хвостовика.

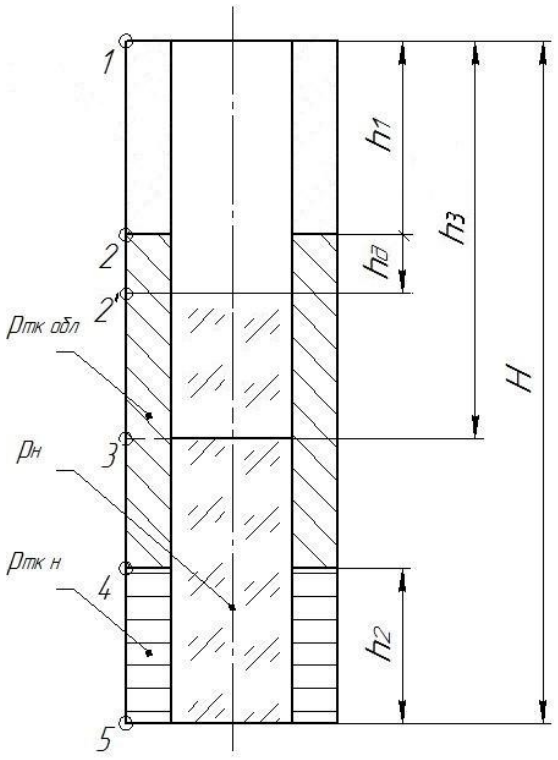


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины

В таблице 23 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 23 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации

Номер точки	1	2	2’	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	1575	1613	1653,5	2385	2420
Наружное избыточное давление, МПа	0	17,38	18,35	18,48	21,24	21,46

По данным произведенных расчетов строим эпюру наружных избыточных давлений двух самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление», которая изображена на рисунке 5.

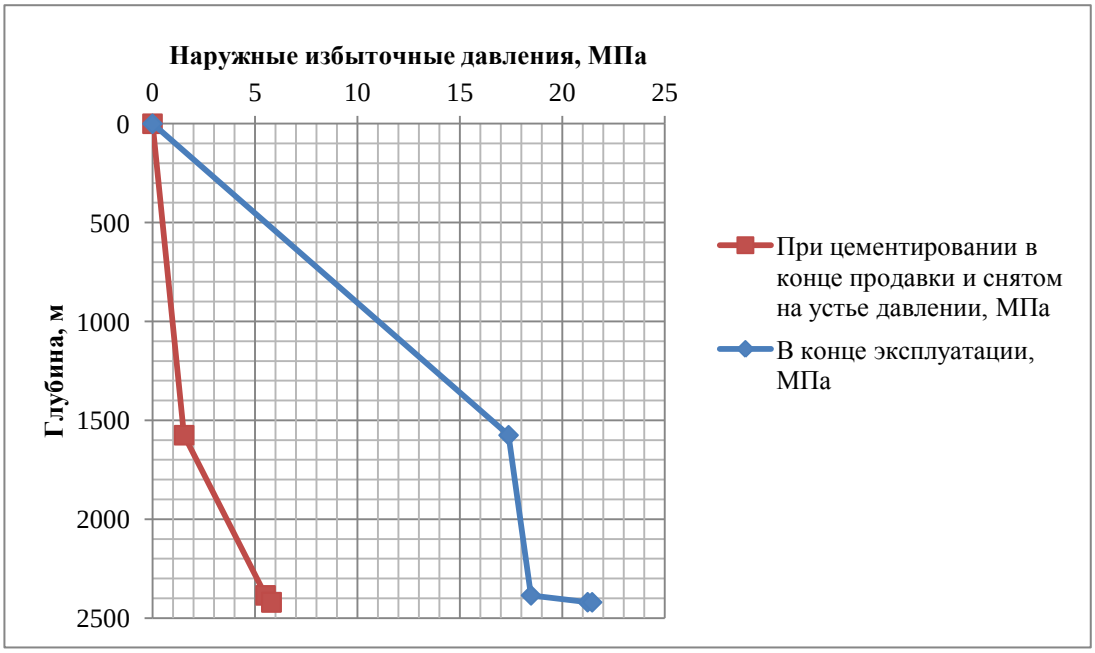


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения для хвостовика.

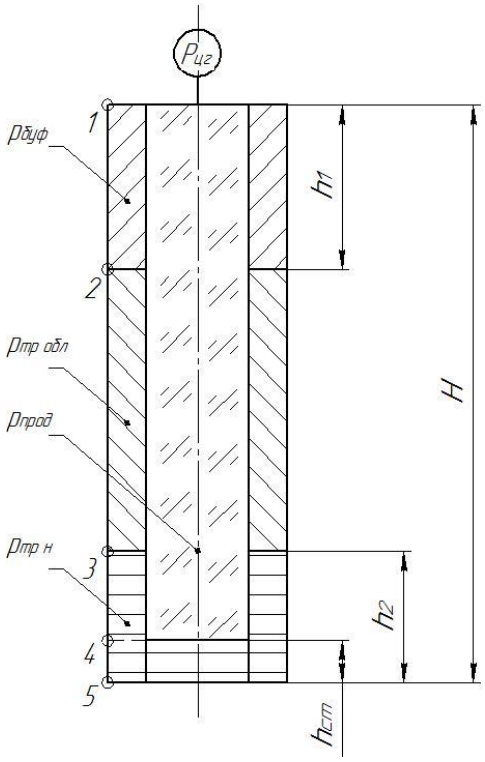


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора

Известно, что при цементировании максимальные давления в цементировочной головке $P_{цг}$ возникают в конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп-кольцо. Величина этого давления равна 15,67 МПа.

В таблице 24 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Таблица 24 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	1575	2385	2419,58	2420
Внутреннее избыточное давление, МПа	15,67	14,12	10,15	9,86	9,86

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке хвостовика.

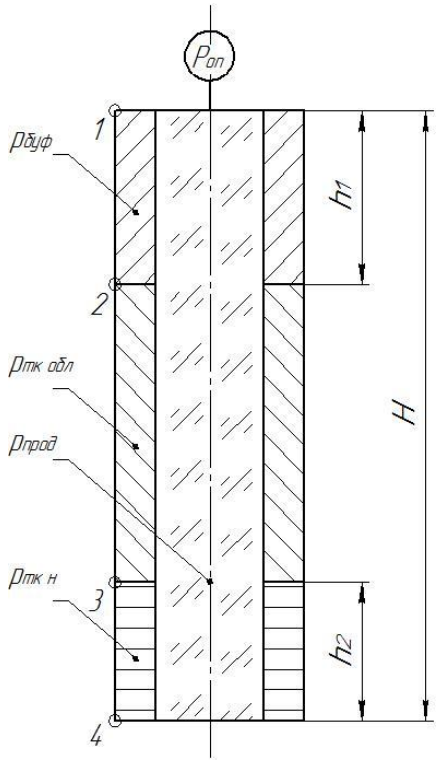


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Минимальное давление опрессовки $P_{оп}$ в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» составляет 15,00 МПа.

В таблице 25 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке хвостовика.

Таблица 25 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке хвостовика

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	1575	2385	2420
Внутреннее избыточное давление, МПа	15,00	13,45	12,46	12,33

По данным произведенных расчетов строится эпюра внутренних избыточных давлений двух самых опасных случаев в координатах «глубина–внутреннее избыточное давление», которая изображена на рисунке 8.

Рисунок 8 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Исходя из проведенных расчетов, проектируется двухсекционная обсадная колонна. Полученные расчетные данные о секциях обсадных колонн представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Характеристика обсадных колонн

№ секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки по стволу, м
				1 м трубы	секций	суммар-ный	
1	Д	5,7	189	0,153	28,9	28,9	2461-2650
2	Д	5,2	886	0,141	125	153,9	1575-2461

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементированцееия обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

, (3)

, (4)

где $Р_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа; $Р_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа; $Р_{пг}$

– давление начала поглощения, МПа; $P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, МПа.

Проверка на недопущение гидроразрыва:

– условие выполняется.

Проверка на недопущение поглощения:

– условие выполняется.

Принимаем решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.3.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

В качестве цемента для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности выбирается цемент марки ПЦТ - II – 100, который удовлетворяет требуемой плотности и температурной области применения. Для приготовления облегченного тампонажного раствора будет применен цемент марки ПЦТ - III - Об (4-6) – 100.

Необходимые объемы тампонажных растворов и количество составных компонентов приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, $м^3$	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, $м^3$
$\rho_{тр\ нп}$ = 1850 $кг/м^3$	1,48	1921	0,92
$\rho_{тр\ обл}$ = 1500 $кг/м^3$	8,14	7261	7,05
Сумма	9,62	9182	7,97

2.4.2.3 Обосование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей

Рассчитанные объемы буферной и продавочной жидкостей приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Объёмы буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Расчётный объём, $м^3$
Буферная	8,09
Продавочная	15,40

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

Гидравлический расчет цементирования обсадных колонн проводят для определения необходимой суммарной подачи цементировочных агрегатов Q из условия обеспечения максимально возможной скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве V, допустимого давления на цементировочной головке $P_{цг}$ и забое скважины $P_з$ (в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва начала поглощения), а также для выбора цементировочного оборудования и определения продолжительности процесса цементирования $t_ц$. При этом принимаются следующие граничные условия:

$$P_{цг} \le P_{цг\,расч}, \quad (5)$$

$$P_з \le 0{,}95 \cdot P_{пг} \text{ и } P_з \le 0{,}95 \cdot P_{гр}, \quad (6)$$

$$t_ц = t_{зак} + 15 \text{ мин} \le 0{,}75 \cdot t_{заг}, \quad (7)$$

где $P_{цг}$ – максимальное ожидаемое давление на цементировочной головке, 10 МПа; $P_{цг\ расч}$ – рассчитанное в разделе «Расчет обсадных колонн на прочность» значение давления на цементировочной головке, 15,67 МПа; $P_{пг}$ – давление начала поглощения, 37,44 МПа; $P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва, 41,60 МПа; $t_{зак}$ – затраты времени на закачивание и продавливание тампонажного раствора, мин; $t_{заг}$ – время загустевания тампонажного раствора, определяемое консистометром, принимается равным 120 мин; *15 мин* – дополнительное время, необходимое для вывода цементосмесительной машины на режим, освобождения продавочной пробки и получения сигнала «Стоп».

$P_{цг} \le P_{цг\,расч}$, 10 < 15,67 – условие выполняется.

$P_з \le 0{,}95 \cdot P_{пг}$ и $P_з \le 0{,}95 \cdot P_{гр}$, 30,17 < 35,60 и 30,17 < 39,52 – условия выполняются.

Условие $t_ц = t_{зак} + 15 \text{ мин} \le 0{,}75 \cdot t_{заг}$, проверяется позже.

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатываем технологическую схему обвязки цементировочного оборудования с применением осреднительной емкости, которая представлена на рисунке 9.

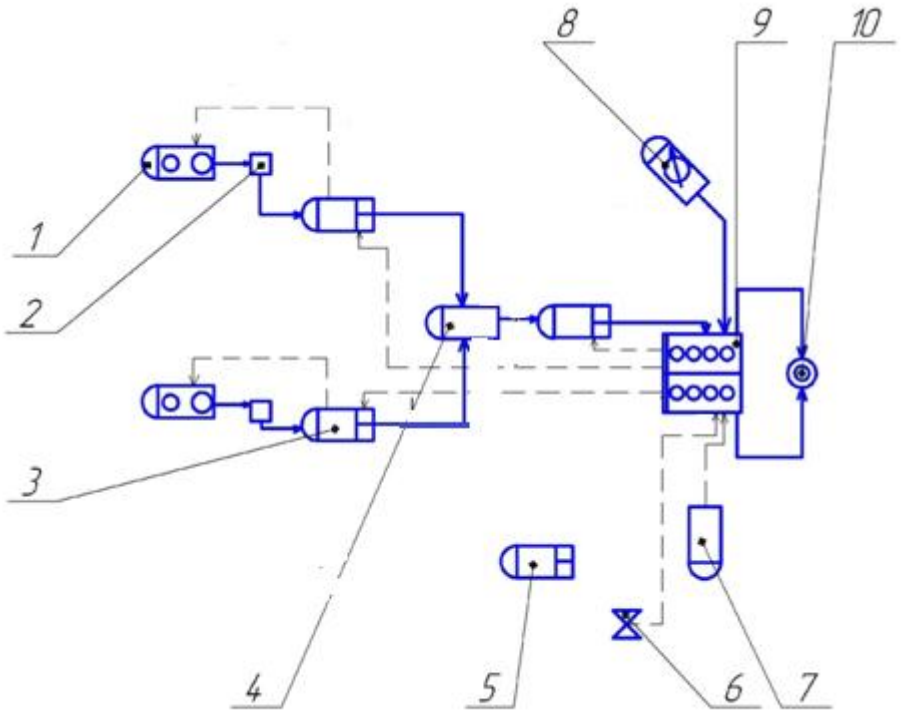


Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:
1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины

2.3.2.4.2 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

По результатам расчета режима закачки и продавки тампонажной смеси строим график изменения давления на цементировочной головке, который представлен на рисунке 10.

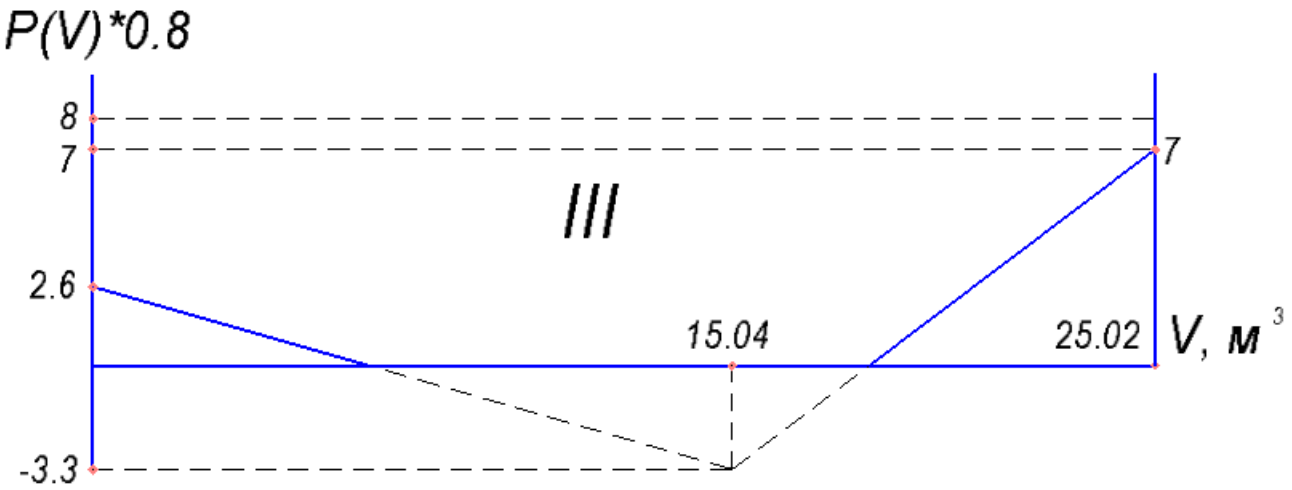


Рисунок 10 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 29 представлены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 29 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м^3
III	25,02

Определим общее время закачки и продавки тампонажного раствора: $t_{зак}$ = 49 мин.

Затем определим время цементирования скважины $t_ц$ (в мин) и проверим выполнение условия (68): $t_ц = t_{заг}+15$ *мин* = 64 мин. 64 < 90 мин. Условие (7) выполняется.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

С целью обеспечения высокого качества цементного камня проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак колонный БКМ-114;
- пакер гидравлический для манжетного цементирования ПГМЦ4.114;
- КОШ–114;
- цементировочная головка ГЦК-БТ 89;
- центраторы ПЦ-114/144.

Интервалы установки центраторов и их количество представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
2275-2530	ПЦ-114/144	24
1955-2275	ПЦ-114/144	5
1655-1955	ПЦ-114/144	29

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для того чтобы получить поступление флюида из продуктивного горизонта, необходимо давление в скважине снизить значительно ниже пластового. Одним из наиболее распространенных методов на сегодня является свабирование скважины. Данный метод включает в себя понижение уровня жидкости и, следовательно, понижение ее давления в зоне продуктивного пласта-коллектора путем возвратно-поступательного перемещения поршня в скважине.

Устройство для отбора жидкости называется сваб (поршень).

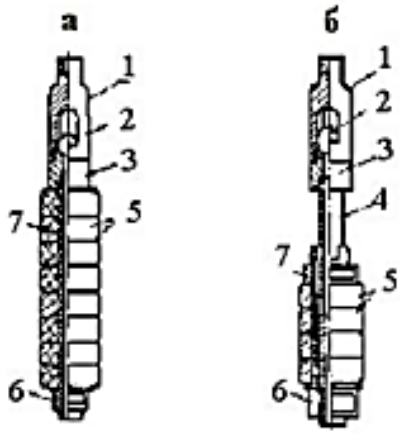


Рисунок 11 – Принципиальная конструкция сваба

а – сваб упрощенной конструкции, б – сваб с двойным проходным отверстием, 1- клапан тарельчатый, 2 – клапан шаровый, 3 – седло клапана, 4 – полый стержень, 5 – резиновая манжета, 6, 7 – гайки.

Перемещаясь вниз, поршень пропускает через себя жидкость, при подъёме вверх - клапан закрывается, и весь столб жидкости, оказавшийся над ним, поднимается вместе с поршнем, а затем и выбрасываться из скважины на дневную поверхность.

На данной скважине свабирование будет производиться с помощью скважинного оборудования для свабирования КС 62 производства ООО НПО «Сиббурмаш». Колонна сваба предназначена для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины. Схема КС 62 представлена на рисунке 13.

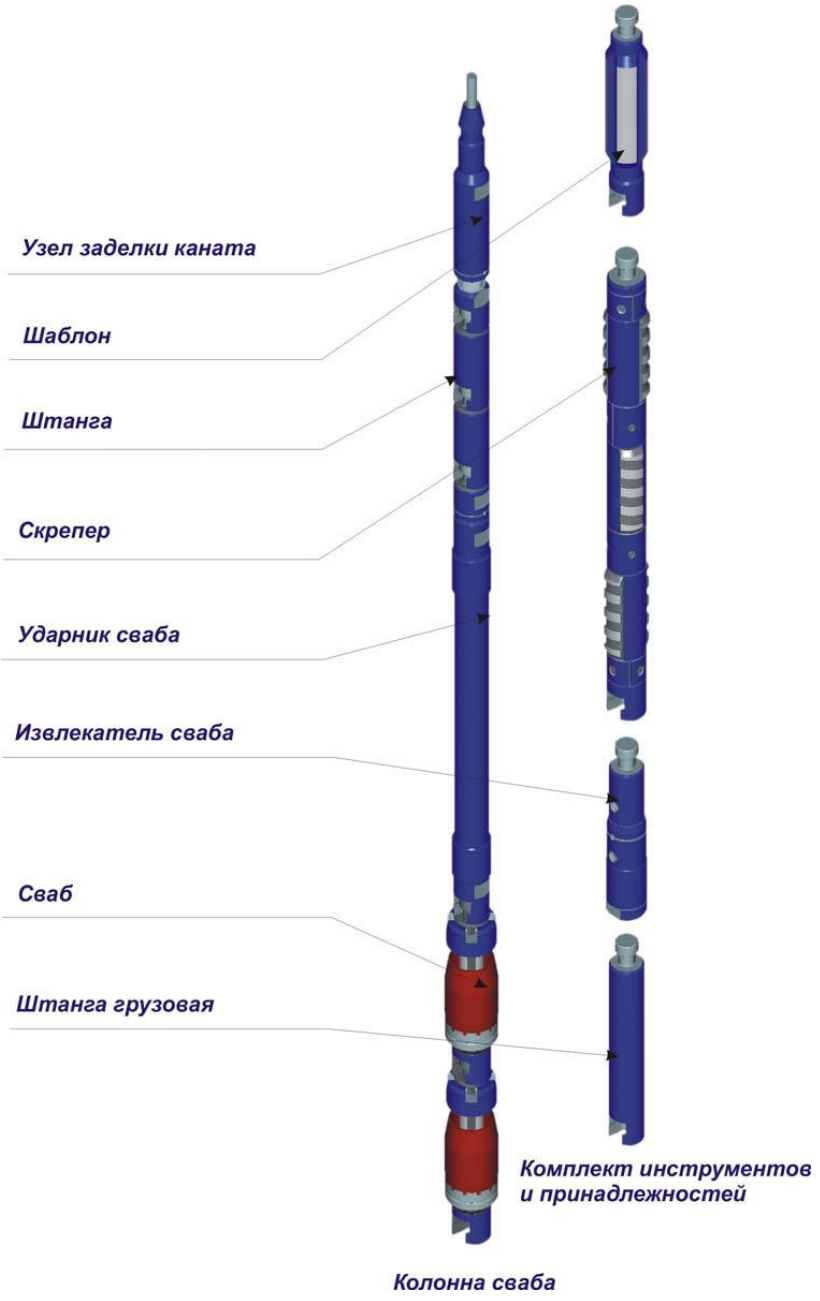


Рисунок 12 – Схема скважинного оборудования для свабирования КС 62

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями.

Для бурения бокового ствола будет использоваться мобильная буровая установка ББМ-180.

Мобильная буровая установка ББМ-180 базируется на передвижном автомобиле, что способствует высокому уровню мобильности. Допускаемая нагрузка на крюке – 1800 кН, условная глубина бурения скважин – 3500 м.

Проектирование бурового технологического комплекса сводится к следующим задачам: по максимальной нагрузке на крюке выбирается оснастка талевой системы, рассчитывается количество свечей, поднимаемых на каждой скорости лебедки.

Результаты проектирования бурового технологического комплекса представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Результаты проектирования бурового технологического комплекса и выбора буровой установки для зарезки бокового ствола

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	76	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,36
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	55	$[G_{кр}] / Q_{об}$	3,27
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	98,8	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,8
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	180		

Продолжение таблицы 31

Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдочного блока, т ($Q_{влб}$) Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	63 76	$k_{по}= P_о/ P_{бо}$ ($k_{по}>1,25$)	5,1
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	55		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($К_п$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	24		
Площадь опорной поверхности фундаментов, $м^2$ ($F_{бо}$)	6		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей		Поднимаемый вес, кН
2	78		422
3	30		171
4	18		103

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

«Анализ технико-технологических решений для улучшения очистки стволов наклонно-направленных и горизонтальных скважин от выбуренного шлама»

3.1 Актуальность проблемы

Ни для кого не секрет, что в настоящее время всё большую актуальность приобретает бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Бурение таких скважин получает большое распространение во всем мире, так как имеет ряд преимуществ перед вертикальным бурением. Однако, бурение такими способами связано с большими трудностями как в техническом, так и в технологическом планах.

Основной причиной большого количества осложнений при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, имеющих значительную протяженность ствола, являются трудности беспрепятственного выноса шлама на поверхность. Несмотря на многолетний опыт проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин, вопросы их эффективной промывки от шлама изучены недостаточно хорошо. Это обуславливает необходимость в проведении научных экспериментов, на основе которых могут быть разработаны новые технологические решения для более эффективного транспортирования шлама на поверхность.

3.2 Причина аккумуляции шлама в наклонных и горизонтальных стволах скважин

При бурении наклонных и горизонтальных участков стволов скважин задача реализации технологии ее очистки от шлама существенно усложняется, так как действующие на частицы шлама гравитационные силы меняют свое направление с осевого при вертикальных скважинах на радиальное, что не учитывается существующими и применяемыми на практике гидроаэромеханическими программами, рассчитанными на условия бурения вертикальных скважин. Это обстоятельство является основной причиной,

приводящей к интенсивному оседанию частиц шлама на нижней стенке ствола скважины.

В различных диапазонах зенитного угла механизм транспортирования шлама меняется. В интервалах с зенитными углами до 30º шлам эффективно выносится потоком бурового раствора, и осадок на стенках не образуется. При зенитных углах больше 30° шлам осаждается на нижней стенке скважины. Осадок может соскальзывать вниз по стволу и образовывать пробки в кольцевом пространстве.

В общем, вынос шлама затрудняется при увеличении зенитного угла. Наибольшие трудности возникают при зенитных углах от 50 до 60°, поскольку при таких условиях осевший шлам имеет тенденцию соскальзывать вниз по стволу и образовывать пробки. При зенитных углах более 60° крупный шлам образует устойчивую «шламовую постель». Этот осадок удерживается на стенке скважины за счет сил трения. Диапазон зенитного угла, в котором происходит соскальзывание осадка, в значительной степени зависит от реологических свойств бурового раствора. Трудности с очисткой ствола могут возникнуть в диапазоне зенитных углов от 40 до 60° [12].

По мнению автора книги [13], эффективность очистки скважины зависит от профиля скважины и геометрии затрубного пространства. Эксцентричность колонны бурильных труб является следствием угла ствола и кольцевой геометрии.

В настоящее время предложены разные классификации углов наклона ствола. Одна из них предлагает разделение по поведению шлама в затрубном пространстве:

- вертикальный – 0 - 10°;
- низкий – 10 - 30°;
- средний – 30 - 60°;
- высокий – 60 - 90°.

При угле наклона ствола менее 10° частицы начинают оседать по направлению к забою под влиянием силы тяжести. В интервале 10 - 30°

начинают формироваться напластования шлама. Шлам становится вязче и плотнее при повышении угла, сохраняя, однако, тенденцию к скольжению вниз к забою. Эта тенденция уменьшается до тех пор пока наклон не достигает 60°, после чего силы трения являются причиной остановки шлама. Максимальный угол скольжения для буровых растворов на углеводородной основе и синтетических растворов, как правило, выше, чем для водных растворов, из-за высокой смазывающей способности.

Геометрия затрубного пространства значительно влияет на поведение шлама. Частицы имеют тенденцию аккумулироваться в интервалах уменьшения скорости течения. Частицы, попавшие в интервалы, могут оседать при углах менее 50°, скользить по стенке скважины и закупоривать кольцевое пространство. Увеличение скорости течения раствора улучшает транспортировку шлама.

Эксцентричность колонны бурильных труб и скорость их вращения значительно влияют на профиль скоростей и поведение твердых частиц. При угле наклона более 20°, колонна бурильных труб может “лежать” на нижней стенке скважины. Это заставляет большую часть жидкости протекать по верхней части кольцевого пространства, препятствуя нормальной транспортировке. Подобный профиль течения дает недостаточно энергии для транспортирования частиц по нижней части ствола и способствует напластованию шлама.

В 1920 году английский ученый А. Е. Бойкотт при изучении осаждения эритроцитов крови, открыл эффект ускоренного осаждения примесей в сосуде с наклонными стенками [14]. Как оказалось, в наклонном стволе, по сравнению с вертикальным, наблюдается многократное увеличение скорости осаждения шлама. Накопление шлама и части твердой фазы бурового раствора (при его движении или состоянии покоя) на стенке ствола скважины при эффекте Бойкотта происходит при 35°-55° наклона скважины по отношению к вертикали.

Осаждение частиц происходит в вертикальном направлении даже тогда, когда пробирка наклонена, частички осаждаются из зоны суспензии и образуют осадок. Одновременно с оползанием осадка результирующий градиент плотности в поперечном сечении вызывает нарушение равновесия давления.

В результате этого образуются конвекционные потоки, которые выталкивают более легкую фазу вверх, а более тяжелую - вниз, тем самым ускоряя осаждение в зоне суспензии.

Напластования, формирующиеся в этом интервале, могут сползать вниз и аккумулироваться на забое, вызывая различные проблемы [15].

3.3 Последствия накопления шлама в наклонных и горизонтальных стволах скважин

Одна из самых распространенных проблем, связанная с неполным выносом шлама из скважины на поверхность, является прихват. При осаждении шлама на нижней стенке наклонно-направленных скважин образуются слои осадков, закупоривающие КНБК. Шлам и обвалившаяся порода может уходить вниз по межтрубному пространству при отключении насосов, образуя пробку вокруг бурильной колонны.

К специфическим осложнениям при бурении горизонтальных скважин авторы статьи [22] относят:

- дополнительные сопротивления движению бурильной колонны, создающие проблемы передачи осевой нагрузки на долото;
- трудность создания при бурении орбитального, а не аксиального вращения бурильной колонны в шламовой подушке;
- увеличенная опасность прихвата бурильной колонны за счет перепада давления между скважиной и пластом;
- затяжки и посадки при спускоподъемных операциях, обусловленные эффектом «скрейперования» осевшего в стволе скважины шлама;
- высокие давления при восстановлении циркуляции бурового раствора, связанные с образованием шламовых и баритовых «дюн» и пробок.

3.4 Исследования, проводимые в лабораторных условиях

В работах [16,17] были опубликованы результаты исследований транспортирования шлама разного фракционного состава при невращающейся и концентрично расположенной стендовой трубе. Авторы отмечают, что при углах наклона до 20° и при повышенных скоростях восходящего потока (более 1 м/с) транспортирование твердой фазы не отличается от вертикального транспортирования. При скорости 0,8 м/с начинается выпадение в осадок твердой фазы. Далее, при углах наклона от 30° до 45°, транспортирование шлама не имеет качественных различий, если скорость потока находится в пределах от 1,2 до 1,6 м/с. При скорости потока равной 0,8 м/с начинается формирование слоя рыхлых отложений на дне трубы, который испытывает колебания в радиальном направлении. При дальнейшем снижении скорости до 0,4 м/с формируется неподвижный слой отложений. Критическим углом, при котором прекращается самопроизвольное сползание частиц шлама вниз, является угол в 45°. Транспортирование твердой фазы при больших углах наклона (более 70°) по существу соответствует горизонтальному транспортированию шлама (90°). При этом при скорости потока 1,6 м/с некоторые частицы находятся во взвешенном состоянии, другие неравномерно распределены по всему кольцевому пространству, перекатываясь вдоль нижней стенки трубы. При снижении скорости потока до 1,2 м/с начинается формирование подвижного слоя рыхлых отложений шламовой дюны. При снижении скорости потока до 0,8 м/с формируется неподвижный слой отложений. На верхнем слое отложений имеет место перекатывание отдельных частиц твердой фазы, а в свободном пространстве – витание частиц над неподвижным слоем отложений.

3.5 Рекомендации для поиска технологических решений по повышению эффективности очистки горизонтальной скважины от шлама

Для поиска реальных технологических решений по повышению эффективности очистки скважин авторами статьи [22] была разработана компьютерная модель для исследования гидротранспорта шлама в

горизонтальной скважине, которая учитывает: реальные геометрические размеры скважины, бурильной колонны, частиц шлама; реальные физические показатели буровых растворов и выбуренной горной породы; реальную скорость течения бурового раствора в скважине и вращения бурильной колонны; реальные режимы потока.

Были выделены основные факторы, влияющие на процесс гидротранспорта шлама на поверхность:

1. конфигурация кольцевого пространства;
2. вращение бурильной колонны;
3. физические показатели бурового раствора;
4. режим потока бурового раствора в кольцевом пространстве.

Под конфигурацией кольцевого пространства понимается изменение поперечного сечения затрубного пространства и направления оси канала по длине потока.

Очевидно, что бурильная колонна под действием силы тяжести лежит на нижней стенке ствола и формирует серповидное сечение канала, в котором образуются две характерные зоны: интенсивное эллипсовидное течение у верхней стенки ствола; застойная зона у нижней стенки. В случае неподвижной бурильной колонны оседающий в потоке бурового раствора шлам, попадая в застойную зону, накапливается в скважине и в какой-то степени не вымывается из нее. Вращение не потерявшей устойчивости бурильной колонны воздействует на поток, но не вымывает шлам, скопившийся в застойной зоне (рисунок 1, а). Иная картина наблюдается при орбитальном вращении колонны (рисунок 1, б). Поток становится спиралевидным, занимает весь объем заколонного пространства, причем при реальных частотах вращения (60…200 об/мин) застойные зоны могут не образоваться.

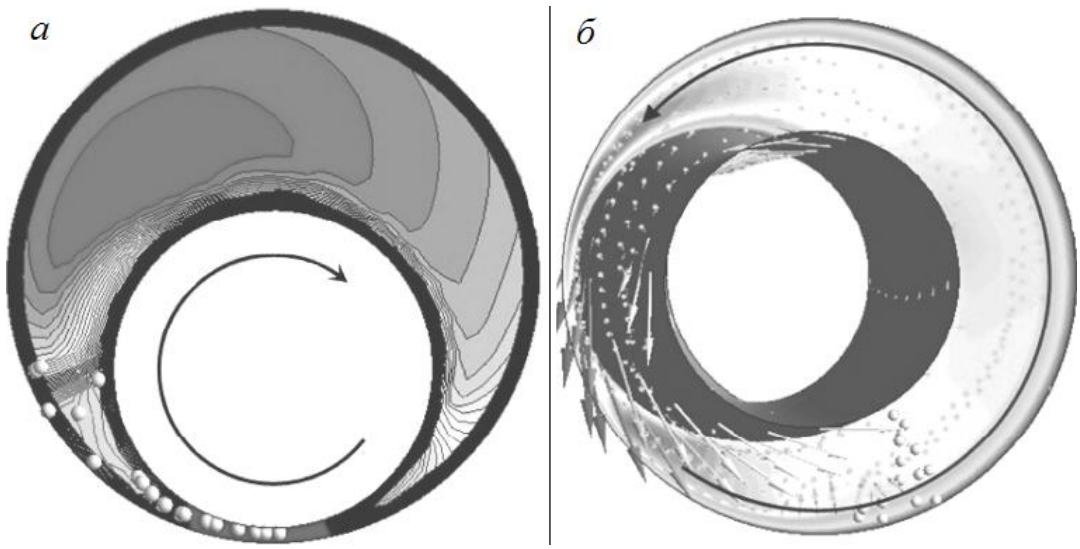


Рисунок 1 – Влияние вращения бурильной колонны на осаждение шлама: а – аксиальное вращение прямой колонны; б – орбитальное вращение потерявшей устойчивость колонны

При анализе физических характеристик бурового раствора была выявлена некоторая зависимость. В таблице 1 приведены результаты оценки зависимости длины (L) перемещения частицы потоком от ДНС (τ_0) жидкости. При этом оставались зафиксированными: диаметр частицы 10 мм, пластическая вязкость 0,01 Па·с, диаметр трубы 200 мм, плотность бурового раствора 1000 кг/м^3 , плотность частицы шлама 2300 кг/м^3.

Таблица 1 – Зависимость длины перемещения частицы от ДНС

Показатели	Скорость течения – 1 м/с							
τ_0, Па	0,25	0,5	0,75	1,0	1,25	1,5	2,0	2,25
L, м	0,58	0,975	1,54	2,25	3,25	4,9	15,3	48

Скорость течения – 5 м/с																
τ_0, Па	0,25	0,5	0,75	1,0	1,25	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	10	15
L, м	2,4	2,9	3,4	3,7	4,0	4,4	4,8	5,4	5,7	5,4	7,4	8,3	9,2	11	14	39

На основании этих данных был сделан вывод, что при более низкой скорости течения для успешного гидротранспорта шлама в горизонтальном канале требуются меньшие значения ДНС. Так, при скорости 1 м/с и ДНС = 2

Па частица шлама перемещается потоком до ее осаждения на 15,3 м, в то время как при скорости 5 м/с она перемещается лишь на 4,8 м.

Результаты компьютерного моделирования гидротранспорта шлама в горизонтальной скважине позволили получить зависимость перемещения частицы шлама потоком от числа Рейнольдса при разных режимах течения бурового раствора (рисунок 2).

В области ламинарного режима течения она достигает величин, соизмеримых с длиной горизонтальных скважин, в то время как в турбулентной области она составляет единицы метров.

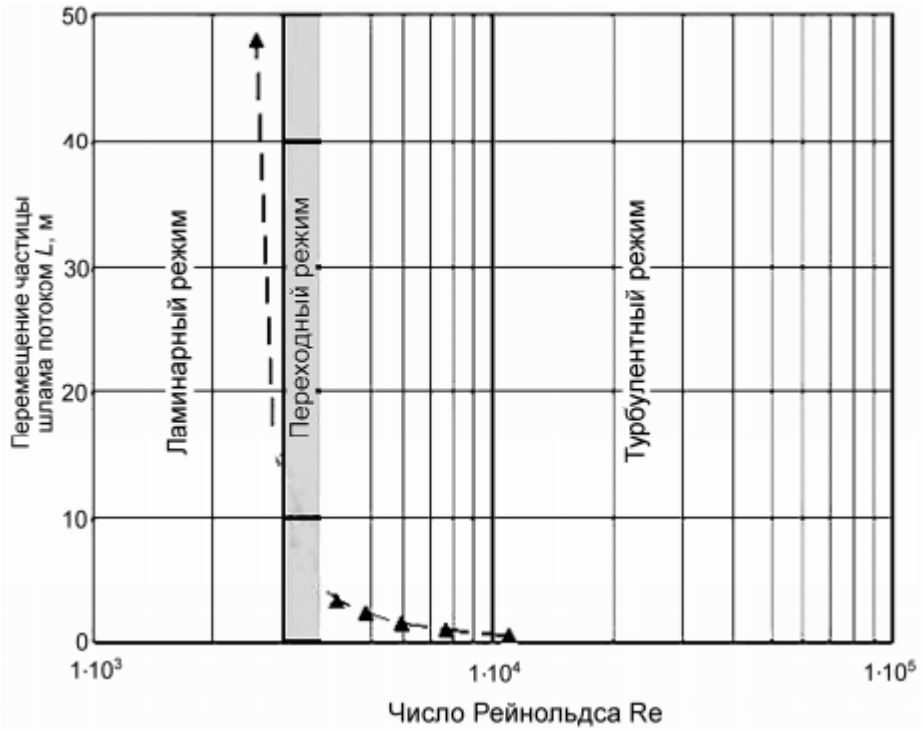


Рисунок 2 – Зависимость длины перемещения частицы шлама от числа Рейнольдса

На основании рассмотренных всех четырех факторов можно сделать выводы и дать рекомендации по профилактическому предотвращению проблем с аккумулированием шлама на нижней стенке горизонтальной скважины:

1. только орбитальное вращение (вокруг оси скважины), потерявшей устойчивость бурильной колонны, способствует поддержанию шлама в потоке бурового раствора во взвешенном состоянии;

2. главным фактором, определяющим эффективность гидротранспорта шлама в горизонтальной скважине, является динамическое напряжение сдвига вязкопластичного бурового раствора. Чем меньше скорость течения бурового раствора в кольцевом пространстве, тем меньшее значение ДНС необходимо подбирать;
3. для успешного гидротранспорта шлама в горизонтальной скважине необходимо создавать в затрубном пространстве ламинарный режим течения бурового раствора. Но так как он однозначно определяется числом Рейнольдса, а последний зависит от эквивалентного диаметра канала циркуляции, скорости течения и физических свойств бурового раствора, то необходимо создать методику выбора соотношения этих параметров, при котором обеспечивается ламинарный режим течения бурового раствора.

3.6 Технические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама

В настоящее время промышленностью выпускается большое количество технических устройств, которые позволяют улучшить и ускорить очистку ствола скважины от шлама. Все множество выпускаемых устройств можно разделить на два типа:

- циркуляционные переводники, приводимые в действие при помощи сбрасываемых шаров и выполненные на базе толстостенных бурильных труб (ТБТ);
- лопастные элементы, которые взаимодействуют со шламовой подушкой, поднимая скопившийся шлам в область повышенных скоростей потока.

Рассмотрим основные типы таких устройств.

Циркуляционные переводники. Представляют собой устройства для частичного отвода проходящего сквозь них потока промывочной жидкости в затрубное пространство. Благодаря этому в затрубном пространстве создается локальная зона циркуляции промывочной жидкости и достигается замедление

осаждения шлама или возвращение его со стенки скважины и из застойных зон в восходящий поток промывочной жидкости.

Основными недостатками этих устройств являются возможность размыва струей из переводника стенки скважины и поглощения промывочной жидкости. Кроме того, применение циркуляционного переводника ограничено при бурении гидравлическим забойным двигателем в связи с уменьшением расхода промывочной жидкости через двигатель и гидромониторные насадки долота. Этого недостатка практически лишены управляемые (многократно активируемые) путем бросания в бурильную колонну шаров циркуляционные переводники, в частности Well Commander (MI-Swaco).

Буровой клапан Well Commander производства компании Mi-Swaco представляет собой управляемый при помощи бросания шаров циркуляционный переводник с частичным отводом проходящего сквозь него потока. Устройство устанавливается выше «чувствительных» компонентов КНБК, таких как MWD и LWD (устройства измерений параметров контроля процессов бурения и каротажа), винтовых забойных двигателей. Данный буровой клапан используется для создания дополнительных периферийных зон циркуляции бурового раствора с целью предотвращения соответствующих рисков в бурении (рисунок 3).

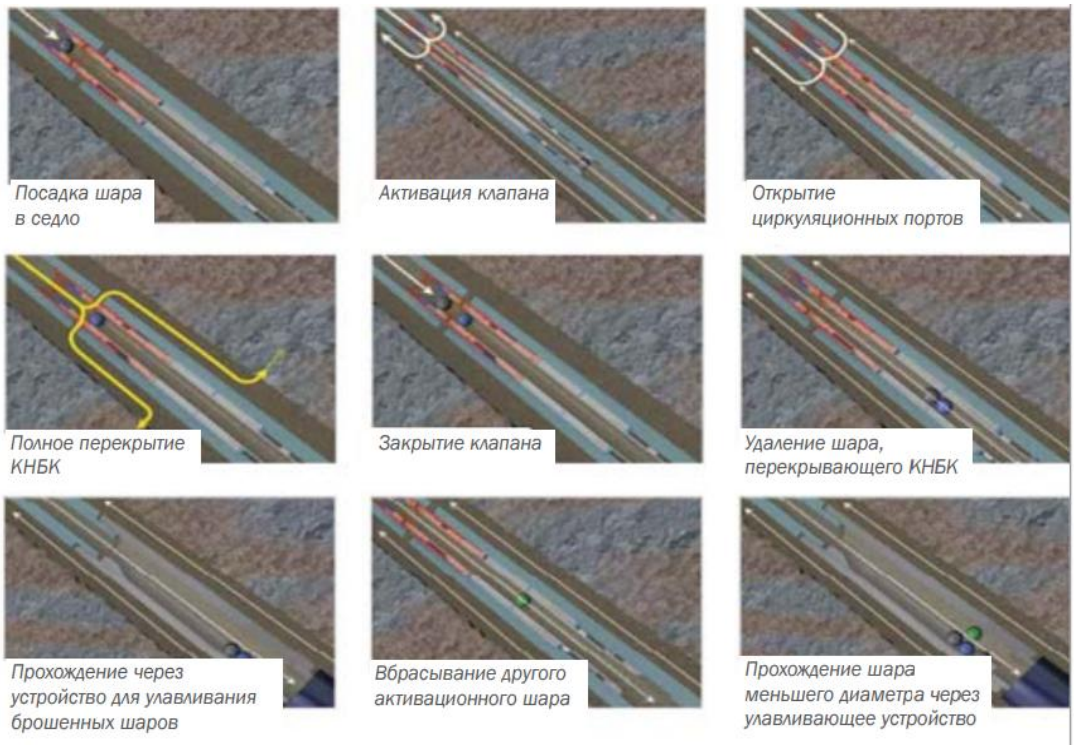


Рисунок 3 – Схема действия бурового клапана Well Commander

Принцип действия заключается в том, что специальный шар бросают в буровую колонну и прокачивают его вместе с буровым раствором до посадочного гнезда в клапане. Когда давление возрастает до предельного значения, циркуляционные порты открываются и промывка скважины осуществляется через них. Для того чтобы закрыть циркуляционные порты сбрасывают два дополнительных шара, которые их перекрывают. После скачка давления все шары проскальзывают дальше и попадают в устройство для улавливания шаров. С этого момента поток бурового раствора продолжает вытекать через насадки долота [18].

Специальные бурильные трубы. Включение в состав колонны профилированных бурильных труб позволяет улучшить процесс гидротранспорта бурового шлама на поверхность. Например, компании Paradigm Oilfield Services, Vam Drilling, Hulliburton поставляют специальные бурильные трубы серии «Гидроклин» [19] с улучшенными гидравлическими характеристиками. Практический опыт применения данных труб показал, что устройства целесообразно использовать на участках с большим зенитным углом ствола скважины (35-65°) и при значительных образованиях «шламовых

подушек». Бурильные трубы устанавливаются на место обычных ТБТ и позволяют снизить крутящий момент и касательные напряжения.

Трубы имеют специально выточенные канавки и выступы, которые являются основной особенностью устройств. Угол лопастей обеспечивает оптимальное взрыхление шлама, а спиральные лопасти поднимают частицы и запускают их в зону высоких скоростей (рисунки 4,5).

Рисунок 4 – Усовершенствованные бурильные трубы с улучшенными гидравлическими характеристиками

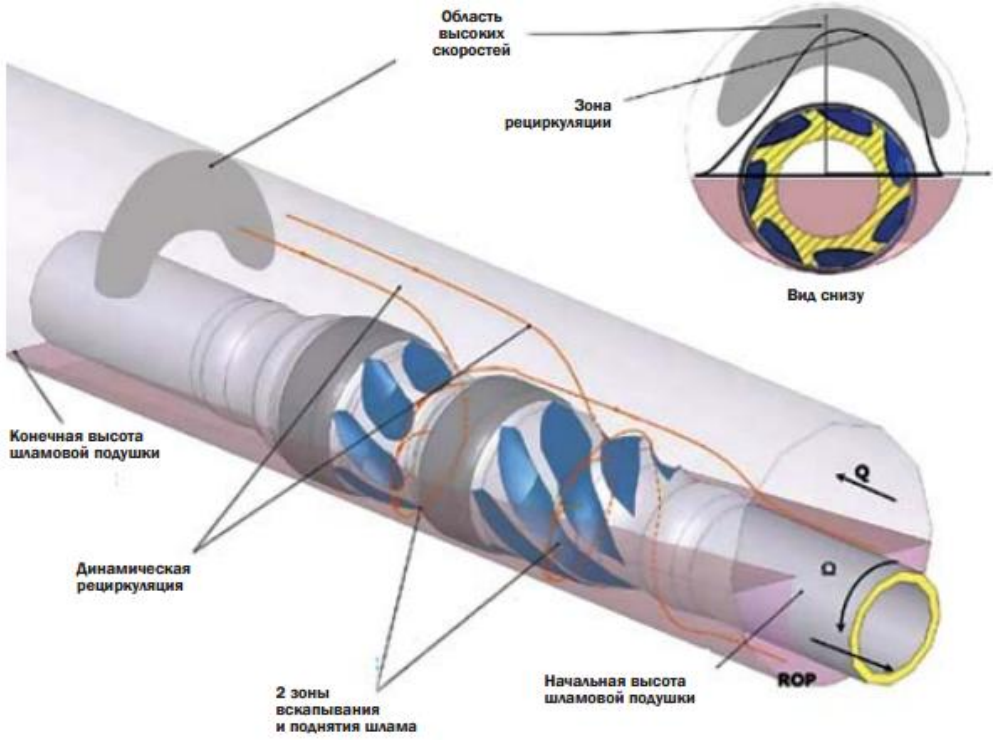


Рисунок 5 – Принцип работы усовершенствованной бурильной трубы Hydroclean (Vam Drilling)

Используемые в процессе строительства скважин цельные компоненты бурильной колонны Cutting Bed Impeller (CBI) [18] также доказали свою эффективность в очистке скважин с большими отходами от вертикали.

Устройство состоит из короткого сердечника, не содержащего движущихся частей, с фрезерованной канавкой специальной формы, которая воздействует на «шламовую подушку», страгивая ее с нижней части трубы. Результатом работы данных фрезерованных переводников, установленных на определенном расстоянии друг от друга, является значительное снижение крутящего момента, плавное восстановление циркуляции, увеличение проходки на долото, а также возможность работать как «демпфер» вибрационных нагрузок (рисунок 6).

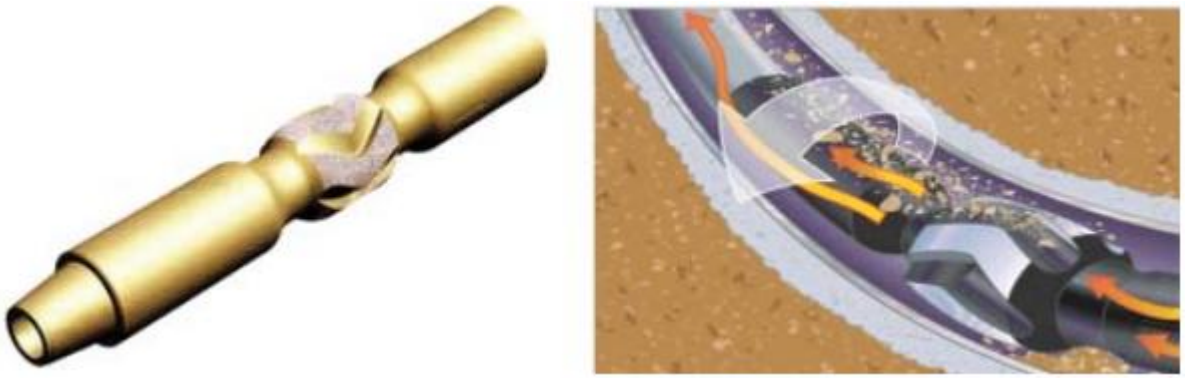


Рисунок 6 – Общий вид и концептуальная схема работы CBI в скважине

Осциллятор-турбулизатор. Состоит из толстостенного корпуса 1 с винтообразными канавками 2, внутри которого размещены верхний 3 и нижний 4 диффузоры круглого сечения, квадратная втулка 5 и клапан 6 (рисунок 7).

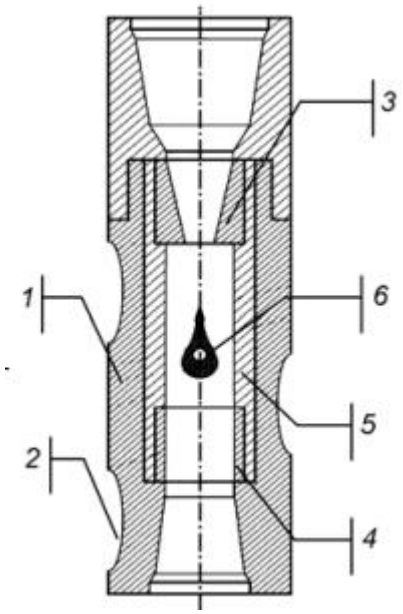


Рисунок 7 – Конструкция осциллятора-турбулизатора

Устройство размещается непосредственно над долотом. Предполагается, что повышение эффективности гидротранспорта шлама из призабойной зоны

скважины достигается за счет генерируемых этим устройством низкочастотных колебаний, что в сочетании с винтообразными канавками на его корпусе при вращении бурильной колонны турбулизирует восходящий поток промывочной жидкости [20].

Вращающийся турбулизатор. Механизм действия устройства основан на турбулизации восходящего потока промывочной жидкости и механическом воздействии на шламовую подушку лопастями турбулизатора [18]. Турбулизатор состоит из вращающегося на маслонаполненных подшипниках корпуса 1 и неподвижных муфтового 2 и ниппельного 3 переводников (рисунок 8).

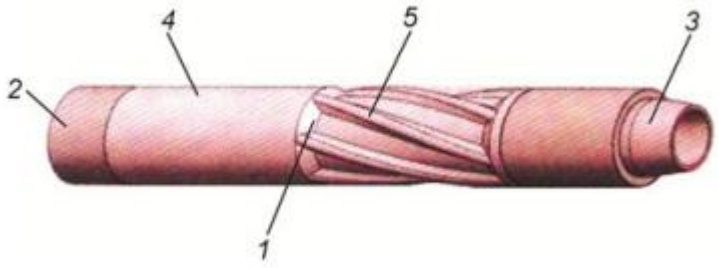


Рисунок 8 – Принципиальная схема вращающегося турбулизатора

Корпус разделен на две части: гладкую 4 и снабженную лопастями 5, армированными твердым сплавом. Внутри, с обоих концов корпуса, размещены маслонаполненные подшипники, а в гладкой его части – турбинная секция, вращающая корпус турбулизатора. Устройство устанавливается в колонну бурильных труб в интервале предполагаемого образования шламовых подушек.

Достоинством турбулизатора является возможность его использования при бурении гидравлическим забойным двигателем, когда бурильная колонна не вращается.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ОАО «Сургутнефтегаз»

ОАО «Сургутнефтегаз» – одна из крупнейших нефтяных компаний России, активно развивающая секторы разведки и добычи нефти и газа, переработку газа и производство электроэнергии, производство и маркетинг нефтепродуктов, продуктов нефте- и газохимии.

В составе ОАО «Сургутнефтегаз» имеются различные подразделения вспомогательного направления деятельности, такие как:

- Поисково-разведочные работы.
- Тампонажное управление.
- КРС и повышение нефтеотдачи пластов.
- Федоровское управление по повышению нефтеотдачи пластов.
- Сургутская ЦБПО по прокату электропогружных установок.
- БПО и наладка энергетического оборудования.
- Прокат бурового и нефтепромыслового оборудования.
- Прокат и ремонт нефтепромысловой спецтехники и навесного оборудования.
- СургутАСУнефть.
- Сургутнефтегеофизика, предоставляющее геофизические работы.
- Ремонт нефтепромысловых объектов.
- Сургутнефте-транссервис.
- Управление по ЭЗС.
- БПТО и КО (база производственно-технического обслуживания и комплектации оборудованием).
- ТПУ (торгово-производственное управление).

А также другие подразделения и службы, с помощью которых обеспечивается полный цикл производства, от разведки новых месторождений до переработки и сбыта готовой продукции.

Добычей занимаются два предприятия: «НК «Сургутнефтегаз», которое включает нефтегазодобывающие управления НГДУ «Быстринскнефть», НГДУ «Комсомольскнефть», НГДУ «Лянторнефть», НГДУ «Нижнесортымскнефть», НГДУ «Сургутнефть», НГДУ «Федоровскнефть», и «НК «Конданефть», переработкой – нефтеперерабатывающий завод в городе Кириши ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез», а сбытом "Псковнефтепродукт", "Калининграднефтепродукт", "Тверьнефтепродукт" и "Новгороднефтепродукт".

Буровыми работами в «Сургутнефтегазе» занимаются управления буровых работ: УБР – 1, УБР –2 и УБР – 3.

Организационная структура УБР представлена на рисунке 1.

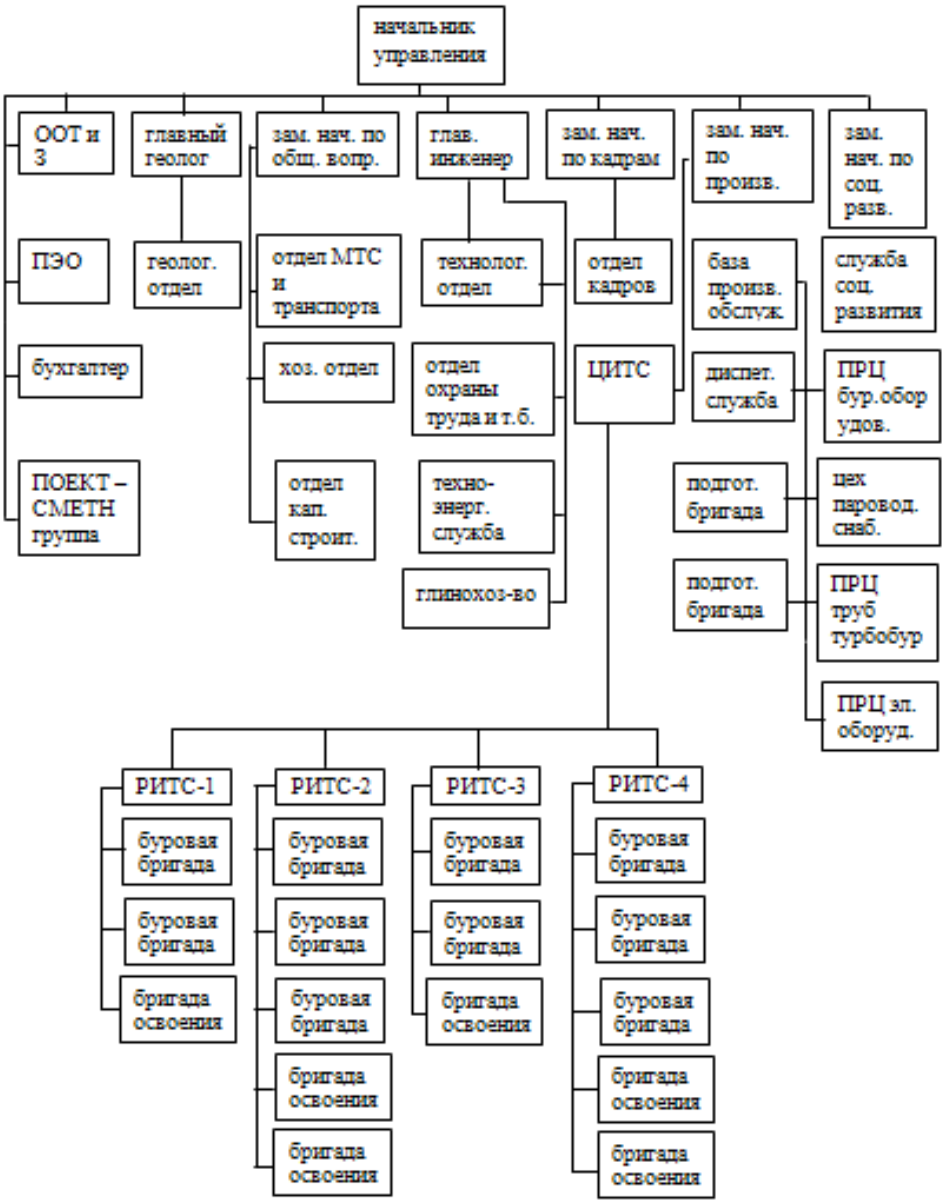


Рисунок 1 – Организационная структура СУБР ОАО «Сургутнефтегаз»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 70,5 часов; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 173,4 часа; на сборку вышки – 314,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 230,2 часа; на сборку оснований насосного блока – 288,7 часа; на монтаж буровой установки – 91,4 часа. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1168,7 часа или 48,7 суток [23].

Норматив времени на подготовительные работы к бурению составляет 96 час или 4 суток [23].

Работы по испытанию скважины на продуктивность включают в себя подготовительные работы перед испытанием объекта, спуско-подъемные операции, работы по вызову притока нефти, работы по исследованию объектов в скважине, работы по задавке скважины, работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов.

Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 35,2 часа; на спуско-подъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытуемого пласта – 13,5 часов; на работы по вызову притока флюида – 25,3 часа; на работы по исследованию объектов в скважине – 171,3 часа; на работы по задавке скважины – 3,7 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов – 12,1 часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 261,1 часов или 10,8 суток [23].

Рассчитаем время необходимое на бурение и крепление ствола скважины.

Длина колонны бурильных труб, на которой спускается клин-отклонитель, составляет 1650 м, 69 свечей. Время спуска одной свечи при запроектированной оснастке талевой системы составляет 1,6 мин, а время подъема – 1,7 мин. Таким образом, время спуска и подъема компоновки для вырезания окна в обсадной колонне, состоящей из 69 свечей бурильных труб, составит 1,84 часа и 1,95 часа соответственно. Также в норматив включается время на сборку свечей бурильных труб, которое с учетом свинчивания и подъема с приемного моста составляет 13 минут [24]. Норматив времени на подготовку и вырезание окна в обсадной колонне составит 5 часов. Суммарное время на работы по вырезанию окна составит 23,74 часа, 0,99 суток [24].

Длина компоновки низа бурильной колонны с учетом утяжеленных бурильных труб и яса составляет 189 м. Длинна колонны бурильных труб 2843 м. Для создания запроектированной колонны необходимо использовать 119 свечей. Таким образом, необходимо произвести дополнительную сборку 50 свечей бурильных труб с нормативом времени 13 минут на свечу [24]. Время сборки составит 10,8 часов.

При запроектированной оснастке талевой системы: $T_{СП} = 1,6$ мин; $T_{ПОД} = 1,7$ мин время спуска инструмента с учетом сборки КНБК составит 4,84 ч.

Суммарное нормативное время на механическое бурение бокового ствола в интервале 1653,5-3031 составит 96,5 часов (1,6 суток).

Суммарное нормативное время на подъем колонны бурильных труб и компоновки низа бурильной колонны составит 6,4 часа.

Таким образом, время на спуско-подъемные операции во время бурения с учетом дополнительной сборки 50 свечей составит 22,04 часа.

Норма времени на промывку скважины длиной 3031 м составляет 50 мин [24]. Перед спуском хвостовика предполагается два цикла промывки, следовательно, общее время промывки составит 100 минут.

Хвостовик располагается в интервале 1575-3031 м, соответственно его длина составляет 1456 м. Подготовительно-заключительные работы при спуске обсадных труб составляют 6 часов [24]. Расчет производится из конечной

глубины спуска 3031 м и длины одной свечи 24 м. Общее количество свечей – 127.

Суммарное нормативное время на спуск обсадной колонны составляет 3,4 часа.

Определим время подъема колонны бурильных труб длиной 1575 м, на которой осуществлялся спуск хвостовика. Длина бурильной свечи составляет 24 м, таким образом колонна бурильных труб длиной 1575 м состоит из 66 свечей, время подъема – 1,87 ч.

При этом необходимо учитывать, что подъем колонны бурильных труб осуществляется во время ОЗЦ, которое обладает большим нормативом времени. По этой причине время подъема колонны не идет в расчет времени на спуско-подъемные операции хвостовика с учетом сборки колонны:

Норматив времени на подготовительные работы перед началом цементирования составляет 1,7 часа; на процесс цементирования – 2,5 часа [24]. Суммарное время подготовительных работ и цементирования 4,2 ч.

Норматив времени на ОЗЦ составляет 24 часа [24].

Для разбуривания цементного стакана необходим сбор и спуск новой бурильной колонны меньшего диаметра, чем бурильная колонная для бурения интервала под хвостовик. Длина свечи бурильных труб составляет 24 м, глубина спуска – 2530 м. Таким образом находим общее количество свечей, необходимых для создания бурильной колонны – 106.

Норма времени на сборку одной свечи составляет 13 минут [24]. Тогда норматив времени на сборку бурильной колонны, предназначенной для разбуривания цементировочных пробок и цементного стакана составит 23 ч.

Время спуска бурильной колонны для разбуривания цементировочных пробок и цементного стакана составит 2,83 ч.

Норматив времени на разбуривание цементировочных пробок и цементного стакана 48 минут = 0,8 часа [24].

Норматив времени на подъем бурильной колонны – 3 ч.

Тогда суммарное время на разбуривание цементировочной пробки и цементного стакана с учетом сборки бурильной колонны и спуско-подъемных операций составит 29,63 ч.

Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 26 часов [25].

К данному нормативу времени необходимо добавить затраты времени на смены вахт в объеме 1,25% от общего времени – 3,7 часов.

Нормативная карта выполнения работ по реконструкции скважины представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Нормативная карта по реконструкции скважины

№ пп	Наименование работ	Ед-ца измер.	Продолжительность
1	Строительно-монтажные работы	ч	1168,7
2	Подготовительные работы к бурению	ч	96,0
3	Бурение бокового ствола:		
3.1	Вырезание окна в обсадной колонне с учетом наращивания	ч	23,74
3.2	СПО при бурении с учетом сборки КНБК и наращивания	ч	22,04
3.3	Бурение 1653,5– 3031 м	ч	96,5
3.4	Промывка (2 цикла)	ч	1,66
4	Крепление хвостовика:		
4.1	СПО хвостовика и колонны с учетом сборки	ч	9,4
4.2	Подготовительные работы и цементирование	ч	4,2
4.3	ОЗЦ	ч	24,0
4.4	Разбуривание цем. пробок и цем. стакана с учетом СПО и наращивания	ч	29,63
5	ГИС	ч	26,0
6	Итого по хвостовику:	ч	237,17
7	Смена вахт – 1,25%	ч	3
	Итого по хвостовику с учетом ремонтных работ и смены вахт	ч	240,17
9	Испытание скважины:	ч	261,1
	Всего по скважине:	**ч**	1765,97

Расчет механической скорости бурения:

где $t_м$ – время механического бурения, взятое из нормативной карты, ч.

Расчет рейсовой скорости бурения:

где $t_{спо}$ – время на спуско-подъемные операции бурильной колонны с учетом сборки и разборки КНБК, взятое из нормативной карты, ч.

Расчет коммерческой скорости бурения:

где $T_К$ – календарное время бурения, взятое из нормативной карты бурения, ч.

Определим среднюю проходку на долото по скважине:

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Следующим этапом выполняем формирование линейного календарного графика выполнения работ.

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом.

Календарный график выполнения работ представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Линейный календарный график проведения работ на объекте

Вид работ	месяцы		
	1	2	3
1.Вышкомонтаж			
2.Бурение			
3.Испытание			

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Расчеты затрат на бурение скважины, подготовительные и строительно-монтажные работы ведутся по сметным ценам 1984 года по ЕРЕР-84 и зависят от времени или объема работ. Расчеты представлены в таблице 4, где указывается стоимость единицы объема или времени каждого вида работы или оборудования, а также объем или время каждого вида осуществляемых работ, в результате чего по каждого пункту получается конечная стоимость [26]. При этом 4 суток обозначают время подготовительных работ из нормативной карты; 6 суток – время чистого бурения с учетом СПО и других необходимых операций; 48,70 суток – время строительно-монтажных работ, указанное в нормативной карте; 8,8 суток – время бурения с учетом крепления скважины, во время чего также необходимо обеспечивать содержание использующегося инструмента.

Затраты на крепление скважины рассчитываются исходя из стоимости единицы объема работы или заработной платы рабочих, а также исходя из объема выполненных работ, данные о которых представлены таблице 3. В данном случае 2,8 суток – время крепление скважины с учетом ОЗЦ, СПО, разбуривания цементного стакана. За объемы требуемых материалов указываются исходя из технологической части проекта на строительство скважины. Количество требуемой техники и тампонажного материала берется из расчета цементирования хвостовика. Сметный расчет на крепление скважины представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Сметный расчет на бурение

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость ед., руб	Подготовительные		Хвостовик	
			Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма
Затраты, зависящие от времени						
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4,00	856,64		

Продолжение таблицы 3

Социальные отчисления 30 %				256,9		
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,94			6	1379,64
Социальные отчисления 30 %						413,9
Сдельная з/п дополнительных рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	19,25			6	115,5
Социальные отчисления 30 %						34,65
Повременная з/п дополнит. рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	17,95	4,00	71,80		
Социальные отчисления 30 %				21,54		
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97			6	71,82
Социальные отчисления 30 %						21,5
Сдельная з/п электромонтера	сут	11,97			6	71,82
Социальные отчисления 30 %						21,5
Повременная з/п слесаря	сут	11,20	4,00	44,80		
Социальные отчисления 30 %				13,44		
Повременная з/п электромонтера,	сут	11,20	4,00	44,80		
Социальные отчисления 30%				13,44		
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	48,7	8059,85		
Социальные отчисления 30 %				2417,9		
Содержание бурового оборудования	сут	222,28	4,00	889,12	6	1333,7
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	407,50	4,00	1630,00	23,18	9455,85
Материалы и запчасти при бурении ГЗД	сут	428,97			6	2573,82
Содержание комплекта ГЗД	сут	122,28			6	733,68

Продолжение таблицы 3

Содержание бурильных труб	сут	30,86	4,00	123,44	8,8	271,57
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	4,00	91,44	8,8	201,17
Содержание средств диспетчер. контроля	сут	8,9	4,00	35,6	8,8	78,32
Содержание ДЭС	см-сут	10,24	4,00	40,96	8,8	90,11
Содержание телесистемы	сут	241,05			6	1446,3
Электроэнергия	кВт/сут	140,5	4,00	562	23,18	3256,8
Содержание ЛЭП	сут	26	4,00	104	8,8	228,8
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	456	48,7	22207,2		
Дежурство бульдозера	сут	177,6			8,8	1562,88
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	4,00	776,48	8,8	1708,26
Итого по затратам, зависящим от времени	38261,35				25071,58	
Затраты, зависящие от объема						
БИТ 142,9 ВТ 613 УТ	шт	12500,00			1,00	12500,00
КОБ-108-3-88	шт	4000,00			1,00	4000,00
Фреза стартово-оконная ФСО-144	шт	8400,00			1,00	8400,00
Фреза арбузообразная ФА-142	шт	6800,00			1,00	6800,00
Итого по затратам, зависящим от объема						31700
Всего затрат по сметному расчету						95032,93

Таблица 4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость,ед., руб	Хвостовик	
			Количество	Сумма
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,97	2,8	643,9
Социальные отчисления 30 %				193,2
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97	2,8	33,5

Продолжение таблицы 4

Социальные отчисления 30 %				10,1
Сдельная з/п электромонтера	сут	11,97	2,8	33,5
Социальные отчисления 30 %				10,1
Содержание бурового оборудования	сут	222,28	2,8	622,4
Содержание средств диспетчер. контроля	сут	117,00	2,8	327,6
Электроэнергия	кВт/сут	140,5	2,8	393,4
Башмак колонный БКМ- 114	шт	118,20	1,00	118,20
Фильтр-хвостовик	м	14,26	500	7130
Обсадные трубы	м	30,59	956	29244
Пакер гидравлический для манжетного цементирования ПГМЦ 114	шт	16500,00	1,00	16500,00
Подвеска хвостовика ПХЦЗ 114/168	шт	20000,00	1,00	20000,00
Центраторы ПЦ-114	шт	42,85	58	2485,3
Оборудование устья скважины	к-т	5061,34	1,0	5061,34
ПВО	к-т	5910,22	1,0	5910,22
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	т	145,50	20,6	2997,3
ПЦТ - II - 100	т	98,18	1,07	225,8
Содержание цементировочного агрегата	сут	755,76	2,8	2116,1
Заливка колонны	агр	133,54	3,00	400,62
Затворение цемента	т	6,4	10	64
Опрессовка колонны	агр	53,54	3,00	160,62
Работа КСКЦ 01	агр	80,6	1	80,6
Всего затрат по сметному расчету				94761,8

Перед расчетом сметы на реконструкцию скважины необходимо полученные значения стоимости каждого пункта работ или заработной платы из таблицы 2 и 3 распределить по разделам сметы.

Затраты на подготовительные работы к строительству скважины не предусматриваются.

Затраты на строительство и монтаж берутся из таблицы 2 и складываются из стоимости содержания техники и оборудования для монтажа - 22207,2 руб.; повременной з/п вышкомонтажной бригады – 8059,85 руб. Необходимо также предусмотреть социальные отчисления в размере 30 % от заработной платы – т.е. 2417,9 руб. Итоговая сумма составляет 22207,2 + 8059,85 + 2417,9 = 32684,95 руб. Норма времени на демонтажные работы составляет 179,8 часов, что в 1168,7/179,8 = 6,5 раз меньше нормативного

времени на строительно-монтажные работы. Из этого следует, что стоимость демонтажных работ будет в 6,5 раз меньше стоимости строительно-монтажных работ и составит 32684,95 /6,5 = 5028,45 руб.

Стоимость бурения скважины, в которую войдет заработная плата и социальные отчисления помимо затрат непосредственно на бурение, будет составлять итоговую сумму затрат по таблице 2 за вычетом полной стоимости строительно-монтажных работ, т.е. 95032,93 - 32684,95 = 62347,98 руб.

Затраты на крепление скважины, в которые также входит заработная плата и социальные отчисления в размере 30 % от з/п составляют 94761,8 руб и рассчитаны в таблице 3.

В процессе бурения вскрывается один продуктивный пласт, соответственно испытанию подлежит один объект. Стоимость испытания одного объекта в процессе бурения в ценах 1984 г. составляет 7190,40 руб., а после окончания бурения – 42595,00 руб.

Стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки составляет 582,98 руб. в сутки. Согласно нормативной карты общее время работ составляет 73,6 суток, тогда стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки за все время составит 42896,9 руб.

Свод затрат на реконструкцию скважины представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Сводная смета на реконструкцию скважины

№	Наименование работ или затрат	Стоимость в ценах 1984 г, руб
1	2	3
I. Подготовительные работы к строительству скважины		
1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и др.	-
2	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	-
3	Техническая рекультивация	-
4	Разборка при технической рекультивации	-
	Итого	-
II. Вышкостроение и монтаж оборудования		
5	Строительство и монтаж, перетаскивание	32684,95
6	Разборка и демонтаж	5028,45
	Итого	37713,4

Продолжение таблицы 5

III. Бурение и крепление скважины		
7	Бурение скважины	62347,98
8	Крепление скважины	94761,8
	Итого	157109,78
IV. Испытание скважин		
9	Испытания в процессе бурения	7190,4
10	Испытания объекта	42595
	Итого	49785,4
V. Промыслово-геофизические работы		
11	Затраты на промыслово-геофизические работы, 9 % от пункта III, IV	18620,6
VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
12	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4 %	2036,5
13	Эксплуатация теплофикационной установки	42896,9
	Итого	44933,4
	Итого прямых затрат по разделам I-VI	308162,58
VII. Накладные расходы		
14	Накладные расходы 25% от суммы по разделам I-IV	77040,65
VIII. Плановые накопления		
15	Плановые накопления 8 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	24653
	Итого с накладными и плановыми	409856,2
IX. Прочные работы и затраты		
16	Премиальные доплаты 2,66 %	12142,96
17	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	20086,1
18	Северные льготы 2,98%	13603,8
19	Лабораторные работы 0,15%	684,75
20	Авиатранспорт	43447,36
21	Транспортировка вахт	9618,53
22	Перевозка вахт до города	18623,15
23	Услуги связи на период строительства скважины	4500,00
24	Топографо-геодезические работы	6200,00
	Итог	128906,6
	Итог по разделам I-IX	538762,8
X. Резерв средств на непредвиденные работы		
25	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты 5 % от итога	26938,1
XI. Авторский надзор		
26	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I-X	1131,4
	Всего по смете	566832,4
	С учетом коэффициента удорожания к=204,2 к ценам 1984 г.	115747171
	НДС 18%	20834491
	ВСЕГО с учетом НДС	136581662

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Этап проектирования скважины является важнейшей составной частью процедуры ее строительства, ведь именно на этапе проектирования закладываются все основные рабочие характеристики будущего сооружения такие, как срок службы, безопасность, функциональность и экономическая эффективность.

Выпускная квалификационная работа может носить рекомендательный характер при разработке рабочего проекта на строительство скважины.

К возможным пользователям разработанного технологического проекта можно отнести буровые организации и организации, сфера деятельности которых направлена на разработку рабочих проектов на строительство скважин.

5.1 Производственная безопасность

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

С целью предотвращения воздействия опасных и вредных производственных факторов вынесем их в таблицу 1 для дальнейшего анализа.

Таблица 1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по реконструкции нефтяной скважины методом зарезки бокового ствола

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (*по ГОСТ 12.0.003-74*)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа на буровой: работа на открытом воздухе и в помещении; работа в центральной системе грубой очистки; работа на приемных мостках; работа в насосном блоке; работа на столе ротора; работа на площадке верхового.	1. отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. превышение уровней шума; 3. превышение уровней вибрации; 4. отклонение показателей микроклимата в помещении; 5. недостаточная освещенность рабочей зоны; 6. повреждения в результате контакта с насекомыми.	1. движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 3. пожароопасность; 4. электрический ток;	СанПиН 2.2.4-548-96 [27]. СН 2.2.4/2.1.8.562–96 [28]. СН 2.2.4/2.1.8.566–96 [29]. СП 52.13330.2011 [30]. ФЗ от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ [31]. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [32].

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Источником возникновения фактора являются пониженные температуры атмосферного воздуха в зимний период и повышенные – в летний во время работы на приемных мостках при спуске и креплении обсадных колонн, а также работы на столе ротора и на площадке верхового при проведении спуско-подъемных операций. Максимально допустимые температуры, при которых

работы на буровой не останавливаются, в холодное время года – до -35 °С с ветром, до -38 °С без ветра. При температуре -20 °С и ниже предусмотрен следующий режим работы сотрудников: до 12 минут перерыва для обогрева в теплом помещении каждый час работы. Индивидуальные средства защиты: спецодежда, необходимые перерывы в работе.

В летний период времени при длительном пребывании человека на открытом воздухе есть вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 $м^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 $Вт/м^2$ согласно СНиП 4557-88 [33]. К коллективным видам защиты относят рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. К индивидуальным – головные уборы.

Отклонение показателей микроклимата в производственном помещении

Источником возникновения фактора является работа в центральной системе грубой очистки (ЦСГО), работа в насосном блоке. В холодный период года для категории работ III с уровнем энергозатрат более 290 Вт температура воздуха в помещении должна быть в диапазоне 16-18 °С. В теплый период года – в диапазоне 18-20 °С согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [27]. При непопадании температуры в заданный диапазон предлагается использовать индивидуальные средства защиты: соответствующую одежду, головные уборы; коллективные средства защиты: обогреватели, вентиляторы.

Превышение уровней шума

Источником возникновения шума являются вибрационные сита в центральной системе грубой очистки бурового раствора, буровые насосы в насосном блоке. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие

требования безопасности" [34]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Превышение уровней вибрации

Источником возникновения вибраций являются вибрационные сита в ЦСГО, буровые насосы в насосном блоке. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм. Регулируется ГОСТ12.1.012-90 ССБТ [35]. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность может присутствовать в центральной системе грубой очистки бурового раствора, на столе ротора, на площадке верхового, на приемных мостках, в насосном блоке, в блоке управления превенторами. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" [36]. Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения: стол ротора – 100 лк; полатья верхового рабочего – 10 лк; приемный мост – 30 лк. Насосное помещение: пусковые ящики – 50 лк; буровые насосы – 25 лк. Помимо СНиП, освещенность регулируется правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности [37].

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях, поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет

предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками согласно ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ [38].

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов

На буровой имеется множество различных машин и механизмов, таких как вибрационные сита, гидроциклоны, буровые насосы, верхний силовой привод, ключи УМК и АКБ, ротор, буровая лебедка. При их неправильной эксплуатации возможно получение механических травм. Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности на производственном объекте.

Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и неплановых проверок пусковых и тормозных устройств;

– при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами. Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

Испытание включают в себя: внешний осмотр; статическое испытание; динамическое испытание.

В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д), которые также подлежат испытанию.

Пожароопасность

Источником возникновения пожара на буровой могут служить движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, электрические приборы, предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе, курение в неположенном месте, применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание. Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности регулируются ВППБ 01-04-98 [39]. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [40].

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать: огнетушитель пенный - 2 шт; лопата - 2 шт; багор - 2 шт; топор - 2 шт; ведро - 2 шт; ящик с песком - 1 шт; кошма 2×2 м - 1 шт.

Планировка площадки должна предусматривать: возможность свободного перемещения людей и пожарной техники при возникновении пожара на буровой; отвод жидкости, выбрасываемой из скважины при аварийных ситуациях; предотвращение возможности затопления разлившейся жидкостью электрооборудования, находящегося под напряжением.

Выхлопные трубы всех ДВС, работающих на буровой площадке, как стационарных, так и входящих в состав передвижных агрегатов и транспортных средств, должны оборудоваться искрогасителями.

Территорию буровой очищают от следов нефтепродукта при каждой смене вахты.

Осветительное и силовое электрооборудование, применяемое в бурении, должно соответствовать требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ и ПТБ).

Для освещения рабочей площадки при установке нефтяных ванн необходимо применять прожекторы, которые устанавливают на расстоянии 20—25 м от буровой на опорах высотой около 10 м.

Осветительную и силовую электропроводку на буровой площадке выполняют проводами и кабелями, сечения и защиту которых выбирают как для невзрывоопасных помещений и установок.

Кабельные линии, прокладываемые на буровой площадке должны выполняться из цельных кусков кабелей и не содержать соединительных и осветительных кабельных муфт.

Особой предосторожности и тщательного соблюдения правил безопасности требуют работы, связанные с появлением на буровой площадке высокотемпературных источников зажигания.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Источниками возникновения травм от электрического тока могут являться различные электрические приборы (например, двигатели буровых

насосов, вибросит, автоматических буровых ключей). Электробезопасность регулируется стандартом ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ [32]. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов: переменный (50 Гц): не более 2 В и 0,3 А, постоянный: не более 8 В и 1 А. В качестве средств индивидуальной защиты применяют изолирующие, защитные средства (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок; коллективной защиты – применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки.

5.2 Экологическая безопасность

При выполнении работ по реконструкции нефтяной скважины методом зарезки бокового ствола возможны воздействия на атмосферу, гидросферу и литосферу.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся:

при подготовительных работах: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники; материалы для строительных работ и для приготовления буровых и тампонажных растворов, которые могут улетучиваться в атмосферу.

при бурении и испытании скважины: ДВС, котельная (котлы), топливо: дизельное, уголь.

Источники загрязнения атмосферного воздуха выделяют вредные вещества: оксид углерода, оксид азота, сернистый ангидрид, бензапирен.

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод. При амбарном способе бурения скважин для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу нейтрализация отходов бурения должна осуществляться по мере поступления их в амбар. С целью уменьшения загрязнения атмосферного воздуха вредными веществами, выделяемыми стационарными источниками: котельной, двигателями внутреннего сгорания буровых установок, размещение их необходимо осуществлять с учетом господствующего направления ветра, чтобы уменьшить попадание веществ,

загрязняющих атмосферный воздух, на селитебную зону. Для снижения загрязнения атмосферного воздуха у автомобилей, занятых на выполнении транспортных работ при строительстве скважин, система газораспределения регулируется так, чтобы в выхлопных газах содержание окиси углерода и углеводородов не превышало допустимых значений.

К вредным источникам воздействия на гидросферу относятся химические компоненты буровых растворов, которые при углублении скважины могут попасть в водоносные горизонты, предназначенные для бытовых нужд. Во избежание подобного рода загрязнений необходимо не допускать поглощений бурового раствора при бурении. Избегать некачественного цементирования обсадных колонн, исключая возможность появления заколонных перетоков флюида.

К вредным источникам воздействия на литосферу относятся:

при подготовительных работах: строительная и дорожная техника, которая подготавливает буровую площадку для строительства скважины и нарушает почвенно-растительный покров на территории.

при бурении: сброс выбуренной породы, загрязненной буровым раствором, в шламовые амбары и прочих отходов бурения (сточных вод, буровых растворов); хозяйственно-бытовые отходы.

Для минимизации воздействия на литосферу необходимы определенные мероприятия по охране земель: площадка под строительство скважин должна иметь, как правило, естественный сток поверхностных вод. В случае отсутствия на местности поверхностного стока необходимо провести работы по защите площадки от подтопления (устройство искусственных дренажей, отводных канав, мерзлотных поясов). Строительство скважин на землях лесного фонда и в таежных лесах должно осуществляться с минимальным нарушением почвенного покрова (не более 60% площади). По окончании строительства скважины необходимо проводить рекультивацию земель, которая включает в себя технический и биологический этапы.

Технический этап включает в себя: очистку площадки от бетонных и металлических отходов, оставшихся по завершении строительства скважины, засыпку нагорных водоотводных канав, выполаживание или террасирование откосов, засыпку амбаров; строительство подъездных путей к рекультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них с учетом прохода сельскохозяйственной и другой техники; мелиорация токсичных пород и загрязненных почв, если невозможна их засыпка слоем потенциально плодородных пород; создание при необходимости экранирующего слоя; покрытие земель слоем потенциально плодородных пород или плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включать в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [41].

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

К возможным чрезвычайным ситуациям при строительстве скважин следует отнести: лесные пожары, газонефтеводопроявления (ГНВП), взрывы горюче-смазочных материалов, разрушение буровой установки.

Одна из самых распространенных чрезвычайных ситуаций, которая может возникнуть в процессе бурения, является газонефтеводопроявление (ГНВП), которое может перерасти в открытое фонтанирование, а затем и в пожар. Нередко открытое фонтанирование скважин приводит к гибели людей, уничтожению самих скважин, бурового оборудования и бурильного инструмента. Открытые фонтаны (ОФ) могут представлять большую угрозу не только для нефтепромысловых объектов, но и для населенных пунктов и промышленных комплексов, расположенных в районе аварийной скважины.

Основные причины, по которым возникают открытые фонтаны:

1) не соответствующая геологическим условиям конструкция скважин, выбранная без учета глубины залегания и пластового давления вскрываемых горизонтов;

2) некачественное цементирование обсадных колонн, на которых устанавливается противовыбросовое устройство, что приводит к прорывам газа при выбросах после закрытия превентора;

3) отсутствие противовыбросового оборудования на устье скважин при вскрытии газовых, газоконденсатных или напорных нефтяных и водоносных горизонтов, а также несоответствие его параметров условиям бурения скважин;

4) неудовлетворительные схемы оборудования устья скважин, не обеспечивающие своевременную и надежную их герметизацию при газопроявлениях;

5) неправильная эксплуатация противовыбросового оборудования;

6) неправильный выбор для вскрытия напорных горизонтов и для бурения скважин после их вскрытия плотности промывочной жидкости, а также использование жидкостей низкого качества: плохо глинизирующие пласты, легко насыщающиеся газом и трудно освобождающиеся от него;

7) недостаточная промывка скважины при бурении и перед подъемом бурильной колонны;

8) рост содержания газа в промывочной жидкости в процессе бурения (плохая дегазация выходящей из скважины промывочной жидкости);

9) снижение давления на вскрытие скважиной продуктивные или напорные водоносные горизонты при подъеме бурильной колонны (в случае поршневания);

10) непринятие своевременных мер при ГНВП для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовыбросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с ГНВП, обучение буровой бригады.

Действия буровой бригады при ГНВП:

1. зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
2. загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);
3. оповестить руководство предприятия о ГНВП;
4. действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

1. вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
2. глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.200 N 162 [42].

К тому же, работнику с подклассом вредных условий труда положено повышение оплаты труда в размере не менее 4% от оклада или тарифной ставки. Это указано в статье 147 Трудового Кодекса РФ [43].

Для рабочих, занятых в бурении, продолжительность рабочей смены устанавливается равной 12 часам. В этих условиях применяются особые 2-бригадные графики, по которым две бригады, работая по 12 часов в сутки, могут чередоваться друг с другом каждые 12 часов. Из-за труднодоступности мест сооружения скважин применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, либо 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса [43].

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Площадка, предназначенная для размещения буровой установки должна быть свободна от посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газопроводов - не менее 50 м.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

При использовании передвижной электростанции (ПЭС) с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) ее размещение должно осуществляться в соответствии со следующими правилами:

а) ПЭС мощностью до 125 кВт разрешается устанавливать в привышечных сооружениях, если она обслуживает одну установку;

б) при обслуживании нескольких буровых установок ПЭС должна размещаться в обособленном помещении, находящемся на расстоянии от буровой установки не менее полуторной высоты вышки (мачты);

в) ПЭС, работающие без постоянного присутствия машиниста, должны устанавливаться на расстоянии не более 25 м от постоянного рабочего места машиниста буровой установки или его помощника;

г) при бурении скважин в условиях возможных ГНВП ПЭС должна устанавливаться в обособленных помещениях на расстоянии от буровой установки, превышающем высоту вышки (мачты) не менее чем на 50 м.

Данные требования регулируются правилами безопасности при геологоразведочных работах [44].

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы бакалавра был разработан технологический проект на реконструкцию добывающей нефтяной скважины глубиной 2869 метров методом зарезки бокового ствола для эксплуатации нефтяного продуктивного пласта.

В работе представлены географо-экономическая характеристика района работ, геологические условия бурения, характеристика газонефтеводоносности месторождения и зоны возможных осложнений.

Технологическая часть включает в себя технические расчеты, необходимые для описания полного цикла строительства бокового ствола скважины. Бурение будет производиться с мобильной буровой установки с использованием винтового забойного двигателя с регулируемым углом перекоса и долота с резцами PDC. После окончания строительства боковой ствол скважины должен иметь четырехинтервальный наклонно-направленный профиль с горизонтальным окончанием с протяженностью по продуктивному пласту 500 м, общий отход будет составлять 800 м, глубина по вертикали – 2428 м. Ствол будет обсажен до глубины 2420 м, в интервале продуктивного пласта расположится нецементируемый хвостовик-фильтр.

В специальной части была рассмотрена проблема качественной очистки наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от выбуренной породы, представлены существующие технические и технологические решения, позволяющие увеличить эффективность очистки и избежать возможных осложнений и аварий.

В финансовой части приведена организационная структура бурового предприятия, а также проделана работа по расчету сметной стоимости реконструкции скважины и других экономических характеристик.

Заключительная часть отражает социальную ответственность при производстве работ. В ней предложены мероприятия по охране окружающей среды и минимизации воздействия на нее. Рассмотрены вредные и опасные факторы, возникающие в процессе работ, методы борьбы с ними.

Список использованных источников

1. Епихин А.В., Ковалев А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: методические указания. – Т.: Издательство Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.
2. Самохвалов М.А., Ковалев А.В., Епихин А.В. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Т.: Издательство Томского политехнического университета, 2016. – 92 с.
3. Абубакиров В. Ф., Буримов Ю. Г., Гноевых А. Н., Межлумов А. О., Близнюков В. Ю. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО «Издательство Недра», 2003. – 494 с.
4. Масленников И. К. Буровой инструмент: Справочник. – М.: Недра, – 1989. – 430 с.
5. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов/ А. Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др.; Под общ.ред. А.И. Спивака и Л.А. Алексеева. – 3-е изд., испр. и доп. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 508 с.
6. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://drillmerk.com (Дата обращения 16.05.2017).
7. Трубы толстостенные бурильные [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.thparty-2.com (Дата обращения 16.05.2017).
8. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.vniibt-bi.ru (Дата обращения 16.05.2017).
9. Ясс [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://radius-s.ru/products/yas (Дата обращения 16.05.2017).
10. Винтовой забойный двигатель с регулятором угла [Электронный ресурс]. Режим доступа:http://www.tdomrs.ru/produkcija/vintovye_zaboinye_dvigateli/vintovoi_zaboinyi_dvigatel_dru4-127rs_dru3-127rs/ (Дата обращения 16.05.2017).
11. Долото [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.gubkin.ru/personal_sites/balabavi/metodicheskie/Burinteh%20katalog.pdf (Дата обращения 16.05.2017).
12. Иванов А.Н. Статья. – Особенности накопления шлама в наклонных и горизонтальных скважинах, г. Ухта, УГТУ.
13. Макаренко П.П. Комплексное решение проблем развития газодобывающего региона. – М.: Недра, 1996. – 320 с.: ил.

14. 1920, p. 532.
15. Проблемы промывки скважин с горизонтальными участками ствола [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://ftk-nnov.ru/problemy-promyvki-skvazhin-s-gorizontalnymi/parametry-skvazhiny.html (Дата обращения: 17.05.2017).
16. Zeider H. Udo. An experiment analysis of the transport of drilled particls.// In:Soc. Petr. Eng.- febr. 1972,- p. 39-48.
17. Govier G. M'. Si Aziz K/ The flow of complex mixtures in pipes. Van Nostrand Reinhold Co., 1972.
18. Райхерт Р.С., Цукренко М.С., Органов А.С. Технико-технологические решения по очистке наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 3. – 28-35 с.
19. Вахрушев А.В. Бурильные трубы "Гидроклин" (Hydroclean™) – революционное решение в области очистки скважин от шлама. Опыт создания и применения // Нефть. Газ. Новации. –2012. – 12. – С. 26–28.
20. Осциллятор-турбулизатор / Л.Б. Хузина, Ш.Х. Фархутди- нов, А.В. Еромасов, Б.А. Хузин // Пат. на полезную модель RUS 131792.
21. Бедило А.В., Проселков Ю.М. Гидротранспорт шлама при бурении горизонтальных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – 5. – 33-39 с.
22. ОАО «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.surgutneftegas.ru/about/today/ (дата обращения: 05.06.2017).
23. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.
24. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемы [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru (дата обращения: 05.06.2017).
25. Федосеева Н.М. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин / Н.М. Федосеева, А.А. Павловский, А.Л. Колосова – М.: ПО "Чертановская типография", 1987. - 102 с.
26. СНиП IV-2-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.
27. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/5/5225/ (Дата обращения: 28.05.2017).

28. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://base.garant.ru/4174553/ (Дата обращения: 28.05.2017).
29. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.ntm.ru/control/48/7047 (Дата обращения: 28.05.2017).
30. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://dokipedia.ru/document/5147250 (Дата обращения: 28.05.2017).
31. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 N 123-ФЗ [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_78699/ (Дата обращения: 28.05.2017).
32. ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/5200313
33. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/7897546 (Дата обращения: 28.05.2017).
34. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.internet-law.ru/gosts/gost/803/ (Дата обращения: 28.05.2017).
35. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.internet-law.ru/gosts/gost/2924/ (Дата обращения: 28.05.2017).
36. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"[Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ledsvet.ru /est-i-isk-osv-snip-23-05-95.pdf
37. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146173/
38. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/5454624
39. ВППБ 01-04-98 «Правила пожарной безопасности для предприятий и организаций газовой промышленности» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/5/5802/ (Дата обращения: 28.05.2017).

40. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.internet-law.ru/gosts/gost/574/ (Дата обращения: 28.05.2017).
41. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/65478356 (Дата обращения: 28.05.2017).
42. Постановление Правительства Российской федерации N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://elementy.ru/Library6/p162.htm (Дата обращения: 28.05.2017).
43. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016) [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/ (Дата обращения: 28.05.2017).
44. Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-2005 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.complexdoc.ru/ntdtext/535287/14 (Дата обращения: 28.05.2017).

Приложение А

(обязательное)

Приложение Б

(обязательное)