

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 строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 3100 метров на нефтяном месторождении Томской области

УДК 622.323:622.243.23/.24(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Шульга Дмитрий Константинович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
и.о. заведующего кафедрой БС	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.

Запланированные результаты обучения по основной образовательной программе

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> 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
2БЗВ	Шульга Дмитрий Константинович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 3100 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Интервал отбора керна: 3045-3100 в пилотном стволе 3. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком и пилотным стволом 4. Данные по профилю: длина вертикального участка 300 м, угол входа в пласт не менее 80 град, расстояние между точками входа в пласт основного и пилотного ствола не более 100 м, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 град., допустимая интенсивность изменения зенитного угла до интервала установки ГНО 1,5 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления после интервала установки ГНО 3 град/10 м, зону установки ГНО выбрать, отход / длина горизонтального участка ствола: 2500 метров / 700 метров 5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: до кровли пласта Pz 6. Диаметр хвостовика: 127 мм 7. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 8. Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол 9. Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 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 <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 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

	<p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6. Расчет необходимого расхода бурового раствора</p> <p>2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</p> <p>2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов</p> <p>2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей</p> <p>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины</p> <p>2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси</p> <p>2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5. Выбор буровой установки</p> <p>3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ по теме «Проектирование зарезки бокового ствола с применением колонны гибких труб»</p>
Перечень графического материала	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд)</p> <p>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовна, к.х.н., ст. преп-ль каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, инженер каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

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
2БЗВ	Шульга Дмитрий Константинович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗВ	Шульге Дмитрию Константиновичу

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 взносы 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. преп-ль	Глызина Т.С.	К.Х.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Шульга Дмитрий Константинович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗВ	Шульге Дмитрию Константиновичу

Институт	ИПР	Кафедра	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: эксплуатационная наклонно-направленная скважина с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 3100 метров. Область применения: нефтяная отрасль.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p>1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -повышенный уровень вибрации; -недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; -повреждения в результате контакта с насекомыми; -необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; -поражение электрическим током; -возникновение пожаров; -расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли; -необходимые средства защиты от опасных факторов.</p>
<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности 	<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - открытый фонтан; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для 	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные правовые нормы трудового

проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	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	28.03.2017
--	------------

Задание выдал консультант:

Группа	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Е.Н.	к.т.н.		28.03.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Шульга Дмитрий Константинович		28.03.2017

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	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.		

Аннотация

Выпускная квалификационная работа содержит 83 с., 18 рис., 38 табл., 41 источник, 10 прил.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, горизонтальный участок, пилотный ствол, винтовой забойный двигатель, бурильная колонна, обсадная колонна, профиль наклонно-направленной скважины.

Объектом исследования является нефтяное месторождение (Томская область, Парабельский район).

Цель работы – принятие технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с пилотным стволом и горизонтальным участком глубиной 3100 метров на нефтяном месторождении.

В процессе исследования проводился анализ геологии месторождения, характеристики газонефтеводоносности, зон возможных осложнений при бурении.

В результате исследования было осуществлено проектирование параметров режима бурения, способов бурения, составление компоновки и расчет бурильной колонны, выбор буровой установки.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: обоснование выбора и расчет профиля скважины, проектирование процессов углубления и заканчивания скважин на основании исходных геологических данных.

Область применения: данный технологический проект может быть применён сервисными буровыми компаниями.

Экономическая эффективность/значимость работы: результаты проведения научно-исследовательской работы могут быть использованы изготовителями винтовых забойных двигателей, для оценки степени негативного влияния температур и дисперсионных сред на техническое состояние эластомера.

В будущем планируется исследовать зависимость изменения прочности эластомера от температурного фактора при увеличении осевой нагрузки.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- **скважина:** цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.
- **горизонтальная скважина:** скважина, вскрывающая продуктивный пласт на интервале, превышающем мощность пласта не менее чем вдвое.
- **хвостовик:** потайная обсадная колонна, не достигающая до устья скважины.
- **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.
- **эластомер:** упругий материал, который может растягиваться до размеров во много раз превышающих его начальную длину и возвращаться к исходному размеру, когда нагрузка снята.

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;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КП – калибратор с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- ПАЦ – полианионная целлюлоза.

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.

При многократном упоминании устойчивых словосочетаний могут быть дополнительно установлены сокращения, применяемые только в данном тексте.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация

ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация

ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.

ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

Оглавление

Введение.....	15
1 Общая и геологическая часть.....	16
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	16
1.2 Геологические условия бурения.....	16
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	17
1.4 Зоны возможных осложнений	17
1.5 Исследовательские работы	18
2 Технологическая часть	19
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	19
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	20
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	21
2.2.3 Определения числа обсадных колонн и глубины их спуска	21
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	22
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	22
2.3 Углубление скважины	22
2.3.1 Выбор способа бурения.....	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	25
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	25
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	27
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	28
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	32
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	35
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	36
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	36
2.4.1 Расчет обсадных колонн	36

2.4.1.1	Расчет наружных избыточных давлений	36
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	39
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	42
2.4.2	Расчет процессов цементирования скважины	42
2.4.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн	42
2.4.2.2	Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	43
2.4.2.3	Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей	43
2.4.2.4	Гидравлический расчет цементирования скважины.....	43
2.4.2.4.1	Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	43
2.4.2.4.2	Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси	44
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	45
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	45
2.5	Выбор буровой установки.....	47
3	Специальная часть по теме "Оценка влияния температурного фактора на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу"	49
3.1	Актуальность исследований	49
3.2	Методика проведения эксперимента	52
3.3	Результаты исследований.....	53
3.4	Рекомендации и направления исследований	56
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	57
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура Ямальского филиала АО «Сибирская Сервисная Компания»	57
4.2	Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины.....	58
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)	62
4.4	Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии	63
5	Социальная ответственность	64

5.1 Производственная безопасность	64
5.2 Экологическая безопасность.....	72
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	75
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	77
Заключение	78
Список публикаций студента.....	79
Список использованных источников:	80
Приложение А	84
Приложение Б.....	85
Приложение В.....	86
Приложение Г	95
Приложение Д.....	97
Приложение Е.....	100
Приложение Ж.....	103
Приложение И	109
Приложение К.....	110
Приложение Л.....	122

Введение

В настоящее время нефтегазодобывающая промышленность является ведущей отраслью в экономике нашей страны. При этом бурение скважин относится к самой капиталоемкой составляющей данной отрасли. Поэтому для достижения интенсивного экономического роста необходимо добиваться решения задач связанных с повышением эффективности и качества работ по бурению. Улучшение качества обеспечивается строгим соблюдением проектных решений при строительстве скважины. Повышение эффективности работ происходит в результате внедрения в бурение научно-технического прогресса, обеспечивающего рост технико-экономических показателей. К данным внедрениям относятся технологии связанные с усовершенствованием рецептур тампонажного раствора и промывочной жидкости, внедрением систем механизации и автоматизации трудоемких работ, совершенствованием конструкции породоразрушающего инструмента, способов бурения, повышением качества материалов.

В рамках данной выпускной квалификационной работы представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с пилотным стволом и горизонтальным участком глубиной 3100 метров на нефтяном месторождении в заданных геологических условиях.

В специальной части проекта рассматривается оценка влияния температурного фактора на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства приведена в таблице В.1 (Приложение В), а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице В.2 (Приложение В).

Обзорная карта района работ приведена на рисунке 1.1.

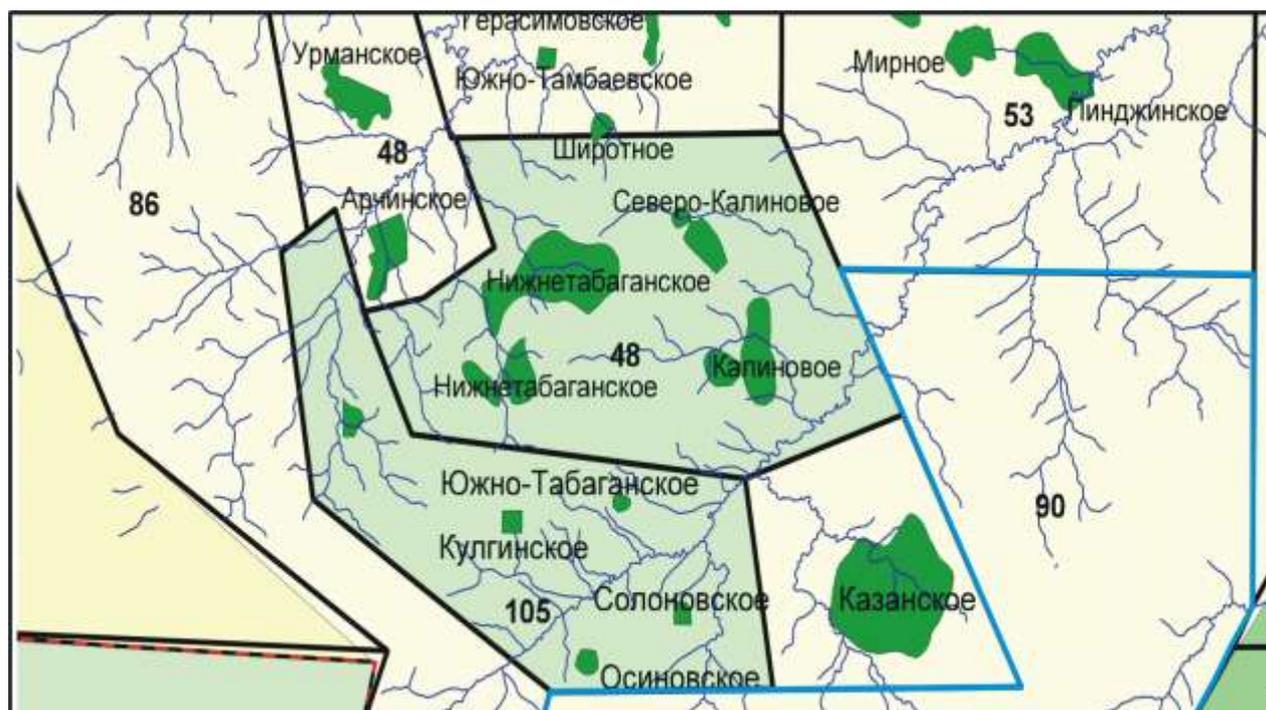


Рисунок 1.1 – Обзорная карта Арчинского месторождения

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез месторождения для проектирования скважины приведем в таблице В.3 (Приложение В), литологическую характеристику разреза месторождения приведем в таблице В.4 (Приложение В).

Физико-механические свойства горных пород и термобарические условия бурения приведены в таблице В.5 (Приложение В) и в таблице В.6 (Приложение В) соответственно.

Интервал 715 – 1560 м сложен глинистыми породами Покурской свиты, обладающие высокой набухающей способностью и неустойчивостью в

процессе гидротации. Для безаварийной проводки скважины необходимо соблюдать проектные параметры бурового раствора, не допускать оставление бурового инструмента без движения.

На интервале 3050 – 3100 м, представленном карбонатными породами Палеозоя, часто возникают поглощения, приводящие к потере циркуляции. Для эффективного прохождения данного интервала необходимо обеспечить максимальную механическую скорость за счет правильного выбора долота и промывочной жидкости.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице В.7 (Приложение В).

Разрез представлен из 7 водоносных пластов и 4 нефтеносных, один из которых с газовой шапкой (3050 – 3069 м). С позиции максимальной рентабельности разработки месторождения, проектируется сооружение скважин с целью добычи нефти в интервале 3050 – 3100 м. Для водоснабжения кустового основания будет сооружена вертикальная скважина с целью добычи воды из пласта 20 – 180 м.

1.4 Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений по разрезу представлена в таблице В.8 (Приложение В).

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации. В интервале 3050-3100 м возможны высокоинтенсивные поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

В интервале 675–1560 м, возможно возникновение прихватов из-за неустойчивости стенок скважины, связанные с глинами Покурской свиты. Для

предотвращения необходимо соблюдение проектных параметров бурового раствора, а также введение в него смазывающей добавки с целью снижения вероятности прихвата.

В интервале 675–1605 м, могут наблюдаться осыпи и обвалы стенок скважины вследствие неустойчивости глинистых пород. Для борьбы с этим рекомендуется использовать буровые растворы с высокой вязкостью и низкой водоотдачей с целью уменьшения их взаимодействия с глинистыми породами, что приведет к снижению набухания и диспергирования глин.

В интервале 680–2265 м, возможны незначительные кавернообразования и сужения ствола скважины. Для предотвращения возникновения данных осложнений необходимо контролировать параметры бурового раствора, с периодической шаблонировкой ствола скважины.

1.5 Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследовательские работы в процессе бурения представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	3100	Стандартный каротаж	В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	ЭК-М
0	3100	Радиоактивный каротаж	В открытом и закрытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	АПК-2С
0	3100	Геолого-технические исследования	В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	2750	Термометрия	В обсаженном стволе.	ТЭГ-36
0	2750	Цементометрия	В обсаженном стволе.	СГДТ-3
3045	3100	Отбор керна	Диаметр – 100 мм.	БИТ 220,7/100 В 913, УКР-172/100 Кембрий»
0	3100	Инклинометрия	В открытом стволе. Во время процесса бурения.	-
0	3100	Профилеметрия	В открытом стволе.	-

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Для строительства скважины будем использовать пятиинтервальный профиль. Данный выбор обусловлен минимальным количеством необходимых интервалов с целью достижения заданного отхода и обеспечения максимального снижения сил сопротивлений перемещению обсадной колонны по стволу. Результаты проектирования профиля основного ствола приведены в таблице Г.1 (Приложение Г).

Сооружение пилотного ствола с целью отбора керна в интервале 3045 - 3100 м осуществим продолжением первого участка стабилизации. Отход в точке входа пилотного ствола в продуктивный пласт при этом составит 1709,4 м, отход на кровлю основного ствола равен 1800,0 м. Требование технического задания выполняется: обеспечить расстояние между точками входа в пласт основного и пилотного ствола не более 100 м. Результаты проектирования профиля пилотного ствола приведены в таблице Г.2 (Приложение Г).

Построение профилей основного и пилотного ствола представлено на рисунке Г.1 (Приложение Г).

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность числа обсадных колонн, их диаметров и глубин спуска, интервалов затрубного цементирования, а также диаметра скважины под каждую колонну.

Таблица исходных данных для проектирования конструкции скважины представлена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

Параметр	Описание	Значение
Тип скважины	Нефтяная, газовая, газоконденсатная	Нефтяная
Дебит, м ³ /сут	Значение проектного дебита рассматриваемого к разработке пласта	100
$P_{пл}^{МАКС}$, МПа	Максимальное пластовое давление	31,03 МПа

Продолжение таблицы 2.1

L, м	Длина скважины	4324
$\rho_{\text{ф}}$, г/см ³	Плотность пластового флюида	0,688
gradP _{ГР} , МПа/м	Градиент давления гидроразрыва под башмаком кондуктора	0,020

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Интервал продуктивного горизонта представлен неустойчивыми Палеозойскими отложениями, поэтому следует проектировать забой закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.1 [32].

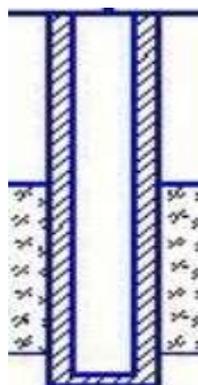


Рисунок 2.1 – Конструкция забоя закрытого типа

Способ заканчивания скважины: закрытый (обсаженный) вышележащий интервал скважины с цементируемым хвостовиком в интервале продуктивного пласта.

В соответствии с техническим заданием следует использовать хвостовик диаметром 127 мм. Выберем трубы муфтового соединения с резьбой трапециидального профиля ОТТМ-127-9,2-Д ГОСТ 632-80.

Так как будет осуществляться сплошное цементирование интервала установки хвостовика, выберем подвеску хвостовика цементируемую – ПХЦ1 127/178, которая в своем составе имеет узлы гидравлического и механического разъединителя.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Построение совмещенного графика давлений с целью выделения в разрезе интервалов, несовместимых по условиям бурения приведено на рисунке Д.1 (Приложение Д).

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

2.2.3 Определения числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 20 м, спускать направление следует с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Поэтому глубину спуска направления примем 30 м.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 1065 м, но выбирается глубина 1100 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается до кровли продуктивного пласта – 3050 м.

Хвостовик устанавливается в интервале продуктивного пласта 3050 – 3100 метров.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусмотрим следующие интервалы цементирования:

1. Направление цементируются на всю длину: 0 – 30 м по стволу.
2. Кондуктор цементируются на всю длину: 0 – 1227 м по стволу.
3. Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора на высоту 150 м по длине ствола: 1077 – 3623 м по стволу.

Хвостовик цементируется сплошным способом до подвески хвостовика в эксплуатационной колонне: 3548 – 4324 м по стволу.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Запроектированные данные конструкции скважины представим в таблице Д.1 (Приложение Д).

Чертеж конструкции скважины представлен на рисунке Д.2 (Приложение Д).

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления составляет 25,38 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5-230/80х35, ГОСТ 138626-90 (230 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-35-178х245 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Интервал бурения под направление представлен вертикальным участком, поэтому для его прохождения используется роторный способ. При бурении остальных интервалов предусматривается искусственное искривление ствола скважины, которое эффективно достигается с использованием гидравлического забойного двигателя, в особенности винтового [29, 30]. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-1100	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1100-3050	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
3050-3100	Хвостовик	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Выбранные долота приведем в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-30	30-1100	1100-3050	2963-3100	3050-3100
Шифр долота		Ш 393,7 М-ЦГВ	БИТ 295,3 В516У	БИТ 220,7 В613У	БИТ 155,6 ВТ613	БИТ 220,7/100 В 913 ЕС
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	Бурголовка с режцами PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	155,6	220,7
Тип горных пород		Мягкие, абразивные	Мягкие, абразивные	Средней твердости, абразивные	Твердые, абразивные	Твердые, абразивные
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-177	Ниппель 3-152	Ниппель 3-117	Ниппель 3-88	Муфта 3-161
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg	-
Длина, м		0,4	0,31	0,27	0,255	0,16
Масса, кг		160	90	49	18	15
G, тс	Рекомендуемая	20	2-13	2-10	2-10	2-5
	Предельная	42	25	25	20	20
n, об/мин	Рекомендуемая	80	60	60	60	60
	Предельная	300	400	400	200	120

Средневзвешенное значение твердости пород интервала бурения под направление соответствует мягким горным породам. Исходя из минимальной стоимости одного метра проходки, выберем шарошечный тип долота Ш 393,7 М-ЦГВ. Диаметр 393,7 мм; М – для бурения мягких пород, Ц – центральная провывка, Г – гидромониторная промывка, В – все подшипники качения.

Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и высокоабразивными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Средневзвешенное значение твердости пород интервала бурения под кондуктор соответствует мягким, абразивным горным породам. Выберем долото PDC, с той целью, чтобы пробурить интервал за один рейс, без спуско-подъемных операций с целью замены породоразрушающего инструмента. Используем долото PDC со стальным корпусом производства ООО "Буринтех": БИТ 295,3 В516У. Диаметр 295,3 мм, В – шифр производителя, 5 – количество лопастей, 16 – размер резца, У – для бурения в абразивных породах.

Интервал бурения под ЭК самый протяженный и представлен породами средней твердости и твердыми. Для понижения себестоимости одного метра скважины, аналогично предыдущему примеру, выберем долото PDC производства ООО "Буринтех": БИТ 220,7 В613У. 220,7 – диаметр долота, В – шифр производителя, 6 – количество лопастей, 13 – размер резца, У – для бурения в абразивных породах.

Интервал под хвостовик представлен твердыми породами. Выберем для бурения долото PDC производства ООО "Буринтех": БИТ 155,6 ВТ 613. Диаметр 155,6 мм, В – шифр производителя, 6 – количество лопастей, 13 – размер резца, Т – для бурения в твердых породах.

Интервал отбора керна в пилотном стволе представлен твердыми породами. Выберем для бурения бурголовку PDC производства ООО "Буринтех": БИТ 220,7/100 В 913 ЕС. Диаметр 220,7 мм, 100 – диаметр керна, В – шифр производителя, 9 – количество лопастей, 13 – размер резца.

Для каждого интервала бурения выберем калибраторы производства ООО "Буринтех".

Для интервала бурения под направление КП-393,7 СТ.П-177/177 – калибратор с прямыми лопастями, диаметр – 393,7 мм, оснащаются твердосплавными зубками [12].

Для интервала под кондуктор КЛС-295,3 СТК.П-152/152 – калибратор со спиральными лопастями, диаметр – 295,3 мм, оснащаются твердосплавными зубками и твердосплавными штырями с импрегнированными алмазными зернами [12].

Под эксплуатационную колонну КЛС-220,7 СТК.П-117/117 – калибратор с прямыми лопастями, диаметр – 220,7 мм, оснащаются твердосплавными зубками и твердосплавными штырями с импрегнированными алмазными зернами [12].

Для интервала бурения под хвостовик - КЛС-155,6 СТК.П-88/88-калибратор со спиральными лопастями, диаметр - 155,6 мм, оснащаются твердосплавными штырями с импрегнированными алмазными зернами [12].

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Результаты проектирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент по интервалам бурения приведем в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-1100	1100-3050	3045-3100	3050-3100
Исходные данные					
α	1	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	2060	4900	14000	16750
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	22,07	22,07	15,56
η	1	-	-	-	-
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
$G_{пред}, \text{кН}$	420	250	250	200	200
Результаты проектирования					
$G_1, \text{кН}$	29,5	48,5	91,7	295,0	222,1
$G_2, \text{кН}$	39,4	118,1	88,3	88,3	62,24
$G_3, \text{кН}$	336,0	200,0	200,0	160,0	160,0
$G_{проект}, \text{кН}$	40,0	120,0	90,0	90,0	70,0

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике,

обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород [27].

Оформление раздела по проектированию частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения приведено в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента

Интервал		0-30	30-1100	1100-3050	3045-3100	3050-3100
Исходные данные						
$V_{л}, \text{ м/с}$		3,4	1,5	1,5	1	1,2
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	220,7	155,6
$\tau, \text{ мс}$		6	-	-	-	-
z		24	-	-	-	-
α		0,8	-	-	-	-
Результаты проектирования						
$n_1, \text{ об/мин}$		165	97	130	87	147
$n_2, \text{ об/мин}$		271	-	-	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$		657	-	-	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		165	97	130	87	147

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Оформление результатов проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей

Интервал		0-30	30-1100	1100-3050	3045-3100	3050-3100
Исходные данные						
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	220,7	155,6
$G_{ос}, \text{ кН}$		40,0	120,0	90,0	90,0	60,0
$Q, \text{ Н·м/кН}$		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования						
$D_{зд}, \text{ мм}$		-	236,24-265,77	176,56-198,63	176,56-198,63	124,48-140
$M_p, \text{ Н·м}$		-	4510	2630	2630	1290
$M_o, \text{ Н·м}$		-	147,65	110,35	110,35	77,8
$M_{уд}, \text{ Н·м/кН}$		-	36,94	28	28	20,2

Для интервала бурения 0-30 метров (интервал бурения под направление) использование забойного двигателя нецелесообразно, поэтому выбирается роторный способ бурения.

Для интервала бурения 30-1100 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240 3/4 двигатель с укороченным шпинделем и регулируемым узлом, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы, а также в случае необходимости осуществлять направленное бурение.

Для интервалов бурения под эксплуатационную колонну (1100-3050 м) и пилотный ствол (3045-3100 м) проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178 7/8, двигатель с укороченным шпинделем и регулируемым узлом искривления, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Для интервала бурения под хвостовик 3050-3100 метров проектируется винтовой забойный двигатель ДР-127 7/8, двигатель с регулируемым углом искривления, выполненный в коррозионностойком исполнении. Позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, а также высокую частоту вращения, что актуально при разрушении твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных забойных двигателей приведены в таблице Е.1 (Приложение Е).

2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора

Оформление результатов проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведено в таблице Е.2 (Приложение Е).

Окончательный выбор значений расхода по интервалам бурения приведен в таблице Е.3 (Приложение Е).

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Результаты расчета УБТ для интервалов бурения под направление, кондуктор, эксплуатационную колонну, хвостовик и пилотный ствол приведем в таблицах 2.7, 2.8, 2.9, 2.10, 2.11 соответственно.

Таблица 2.7 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под направление

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ 279-100Д	279	8	3140,8
2	УБТ 216-71Д	216	8	2002,4
3	УБТ 165-71Д	165	8	1087,2
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК 127х9,19	127	24	641,0

Таблица 2.8 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под кондуктор

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ 203-90	203	18	3835,8
2	УБТ 165-71Д	165	8	1087,2
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК 127х9,19	127	1200	31440

Таблица 2.9 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ 171-80	171	18	2700
2	УБТ 171-71Д	171	16	2400
3	УБТ 146-57Д	146	8	784
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК 127х9,19	127	3528	93865,68

Таблица 2.10 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ 120-36	120	18	2700
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПВ 88,9х9,35	88,9	3648	72230,4

Таблица 2.11 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под пилотный ствол

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ 171-71Д	171	16	2400
2	УБТ 146-57Д	146	8	784
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК 127х9,19	88,9	3576,00	95514,96

Расчет компоновки бурильных труб эксплуатационной колонны представлен в приложение Ж.

Буровая установка оснащается системой верхнего привода, по этой причине в бурильную колонну не включаются ведущая труба, шаровый кран. В телесистеме APS SureShot MWD используются следующие модули: пульсатор в кожухе, центратор, электромодуль, измерительный модуль, геофизический модуль, генератор в кожухе. Осуществим проектирование компоновки низа бурильной колонны для всех интервалов.

Результаты проектирования КНБК для интервала под направление представлены в таблице 2.12. КНБК для бурения интервала под кондуктор приведена в таблице 2.13. КНБК под эксплуатационную колонну – в таблице 2.14. КНБК под хвостовик – в таблице 2.15. КНБК под интервал отбора керна в пилотном стволе в таблице 2.16.

Таблица 2.12 – Проектирование КНБК для интервала бурения под направление

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	30	Долото Ш 393,7 М-ЦГВ	160,0	0,40	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор КП-393,7 СТ	430,0	1,227	
			Переводник П-152/177	50,0	0,38	
			Обратный клапан КОБ-203	155,0	0,77	
			УБТ 279-100Д	3141,0	8,00	
			Переводник П-163/203	50,0	0,70	
			УБТ 216-71Д	2053,0	8,00	
			Переводник П-122/163	50,0	0,70	
			УБТ 165-71Д	1094,0	8,00	
			Переводник П-133/122	50,0	0,70	
			ТБПК 127х9,19 Е	629,0	24,00	
			Фильтр ФБК-Н/В-127-133	4,5	1,35	
Σ			7233	52,877		

Таблица 2.13 – Проектирование КНБК для интервала бурения под кондуктор

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	30	1227	Долото БИТ 295,3 В516У	90,0	0,31	Бурение наклонно-направленного интервала под кондуктор
			Калибратор КЛС-295,3 СТК	374,0	0,54	
			Винтовой забойный двигатель ДГР-240 М (3/4)	2047,0	9,48	
			Обратный клапан КОБ-203	155,0	0,77	
			Переливной клапан ПК-240	116,0	0,47	
			Переводник П-152/171	50,0	0,38	
			Переводник установочный УВНО	180,0	0,86	
			НУБТ-203 (спиральная с телесистемой MWD - APS SureShot)	2050,0	9,00	
			НУБТ-203	2050,0	9,00	
			Переводник П-122/152	60,0	0,53	
			УБТ 165-71Д	1135,0	8,30	
			Переводник П-133/122	37,0	0,50	
			ТБПК 127х9,19 Е	31440,0	1200,00	
			Фильтр ФБК-Н/В-127-133	4,5	1,35	
Σ			39784,4	1240,57		

Таблица 2.14 – Проектирование КНБК для интервала бурения под эксплуатационную колонну

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	1227	3623	Долото БИТ 220,7 В613У	49,0	0,27	Бурение наклонно направленного интервала под эксплуатационную колонну
			Калибратор КЛС-220,7 СТК	120,0	0,52	
			Винтовой забойный двигатель ДГР-178 7/8	1036,0	6,98	
			Обратный клапан КОБ-172	108,0	0,78	
			Переливной клапан ПК-172	70,0	0,63	
			Переводник П-133/147	114,0	1,00	
			Переводник установочный УВНО	100,0	0,81	
			НУБТ 171-80 (спиральная с телесистемой MWD - APS SureShot)	1400,0	9,00	
			НУБТ 171-80	1400,0	9,00	
			УБТ 171-71 Д	2371,2	16,00	
			Переводник П-118/133	41,0	0,50	
			УБТ 146-57 Д	885,0	8	
			Переводник П-133/118	41,0	0,50	
			ТБПК 127х9,19 Е	18864	720	
			ТБТ 127-76	1750,0	24,00	
			Ясс SJ-172 гидравлический	682,0	5,52	
			ТБТ 127-76	1750,0	24,00	
ТБПК 127х9,19 Е	75001,7	2808,00				
Фильтр ФБК-Н/В-127-133	4,5	1,35				
Σ				105719,3	3636,87	

Таблица 2.15 – Проектирование КНБК для интервала бурения под хвостовик

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	3623	4324	Долото БИТ 155,6 ВТ613	18,0	0,26	Бурение горизонтального интервала под хвостовик
			Калибратор КЛС-155,6 СТК	34,0	0,50	
			Винтовой забойный двигатель ДР-127 7/8	418,0	5,74	
			Обратный клапан КОБ-120	50	0,81	
			Переливной клапан ПК-120	37,5	0,48	
			Установочный переводник УВНО	72,0	0,68	
			НУБТ 120 (спиральная с телесистемой MWD - APS SureShot)	500,0	9,45	
НУБТ 120	500,0	9,45				

Продолжение таблицы 2.15

			Переводник П-86/102	23,0	0,33	
			УБТ-108	354,0	6,00	
			ТБПВ-88.9х9.35	11880	600,00	
			ТБТ-89	1164,0	24,00	
			Ясс гидромеханический 120 NOV Downhole	335,0	5,50	
			ТБТ-89	1164,0	24,00	
			ТБПВ-88.9х9.35	73069,4	3648,00	
			Фильтр ФБК-Н/В-89-86	4,3	1,12	
			Σ	89711,2	4335,26	

Таблица 2.16 – Проектирование КНБК для интервала бурения под пилотный ствол

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	3549	3609	Бурголовка БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	15,0	0,26	Бурение интервала со стабилизацией под пилотный ствол с отбором керна
			Керноотборный снаряд УКР-172/100 Кембри	1480,0	0,50	
			УБТ 171-71Д	2371,2	16,00	
			Переводник П-118/133	41,0	0,50	
			УБТ 146-57Д	784,0	8,00	
			Переводник П-118/133	41,0	0,50	
			СБТ 127х9,19	95515,0	3576,00	
			Фильтр ФБК-Н/В-127-133	4,5	1,35	
			Σ	100251,7	3617,06	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление – глинистый, для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну – полимерглинистый, для бурения интервала под хвостовик, в том числе в интервале вскрытия продуктивного пласта – полимеркарбонатный.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование,

которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Оформление запроектированных параметров бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м	
от	до									
0	30	1,1	0,3	30	9,81	1140	2150	1,5	0,015	
30	1227	1,1	11	1100	9,81	1120	2230	1,5	0,008	
1227	3623	1,05	30,5	3050	9,81	1100	2400	1,5	0,003	
3623	4324	1,05	31,0	3100	9,81	1070	2400	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа·с
от	до									
0	30	1,12	37	100	24	8,3	8-9	2	20	9
30	1227	1,12	20	70	24	8,3	9	2	20	9
1227	3623	1,10	10	25	23	8,0	8-9	1	10	7
3623	4324	1,07	10	25	22,5	8,0	8-9	1	10	7

В таблице 2.18 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 2.2 приведена схема очистки бурового раствора [13, 22, 41].

Таблица 2.18 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	30	Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, Барит, Na_2CO_3 , NaOH
30	1227	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH , Na_2CO_3 , POLIPAK-R, Пенoгаситель, Полифосфат, Смазывающая добавка, Барит
1227	3623	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH , Na_2CO_3 , POLIPAK-R, Пенoгаситель, Полифосфат, Смазывающая добавка, Барит
3623	4324	Полимеркарбонатный Вода пресная, CaCO_3 , Ксантановая смола, POLIPAK-R, Смазывающая добавка, NaOH

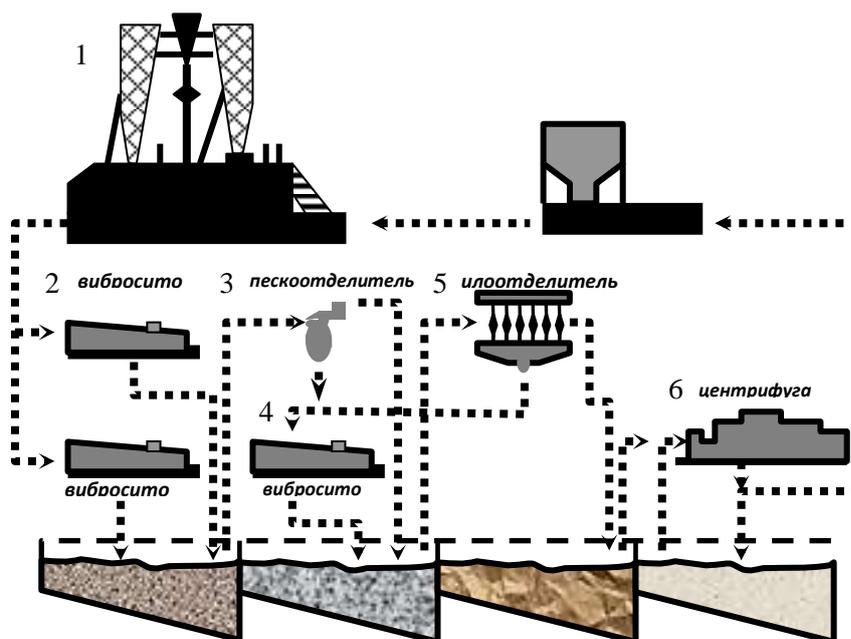


Рисунок 2.2 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Derrick FLC-503 Drying Shaker; 3 – пескоотделитель 2x12 MI-Swaco; 4 – вибросито Derrick FLC-503 Drying Shaker; 5 – илоотделитель 4E4 MI-Swaco; 6 – центрифуга MI-SWACO-518 [20].

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Исходные данные для проектирования гидравлической программы промывки скважины приведены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гд}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
3100	0,2207	1,25	30,5	55,1	2400
Q , м ³ /с	Тип бурового насоса	V_m , м/с	η_p , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,0295	УНБТ-950	0,007	0,009	20	1100
КНБК					
Элемент	d_n , м	L , м		d_b , м	
ДГР 178 7/8	0,178	6,984		-	
НУБТ 171-80	0,171	18		0,08	
УБТ 171-71Д	0,171	16		0,071	
УБТ 146-57Д	0,146	8		0,057	
ТБТ 127-76	0,127	48		0,076	
СБТ 127-9,19	0,127	3528		0,109	

Результаты проектирования гидравлической программы промывки приведены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	ϕ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1758	0,98	0,276	0,6	5,0	0,16
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d , мм	
0,54	8,75	80	0,00036	8,8	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Skп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ДГР 178 7/8	40487	46905	257,2	0,007	-
НУБТ 171-80	43690	43773	290,8	0,016	-
УБТ 171-71Д	43690	43773	290,8	0,014	-
УБТ 146-57Д	55396	35347	421,0	0,006	-
ТБТ 127-76	64542	30836	528,3	0,03	-
СБТ 127-9,19	64542	30836	528,3	2,15	0,008
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_t	
НУБТ 171-80	32480	57384	0,0291	0,012	
УБТ 171-71Д	28552	64658	0,0296	0,020	
УБТ 146-57Д	22603	80539	0,0307	0,031	
ТБТ 127-76	30725	60404	0,0293	0,042	
СБТ 127-9,19	45408	42272	0,0283	0,50	

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой скважины требуется произвести отбор керна в пилотном стволе для исследовательских работ. Интервалы отбора керна, характеристики керноотборного оборудования и параметры режима бурения при отборе керна приведены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3045-3100	УКР-172/100 «Кембрий»	9,0	147,0	29,5

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – 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	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр об}$, кг/м ³	1450	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1850
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	688	глубина скважины, м	3050
высота столба буферной жидкости h_1 , м	974	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	450
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	1	динамический уровень скважины h_0 , м	2067

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

В таблице 2.23 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.23 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	974	2600	3049	3050
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,48	7,66	11,32	11,32

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кэ} = 6,97$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_2 = 20,11$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

На рисунке 2.3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны [4].

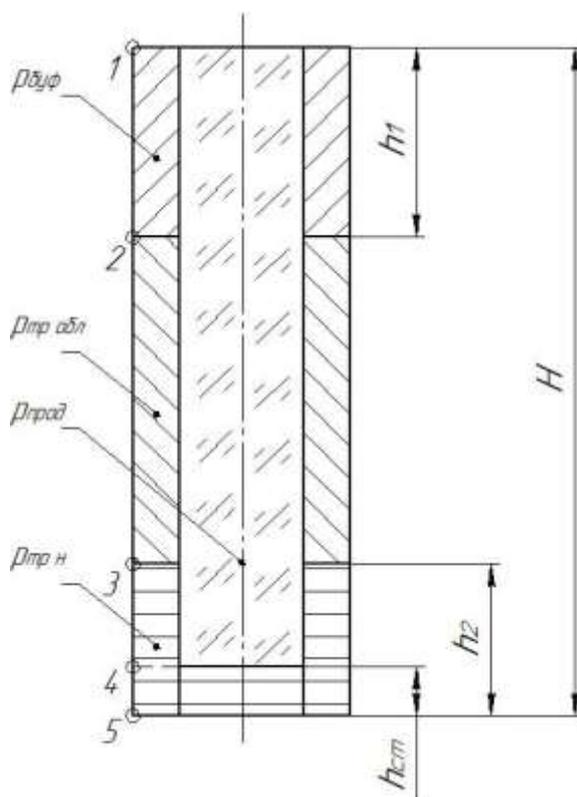


Рисунок 2.3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 2.4 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны [4].

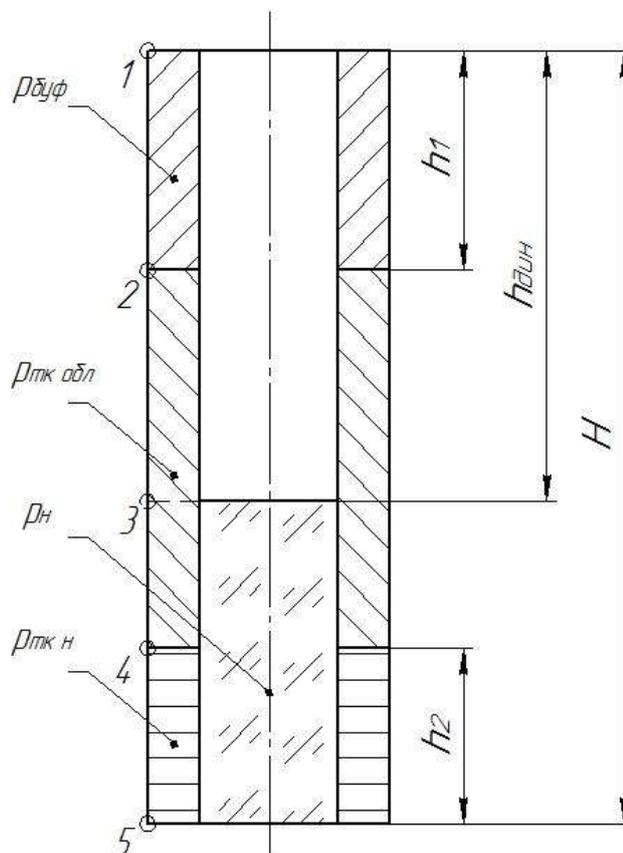


Рисунок 2.4 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 2.24 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 2.24 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	974	2067	2600	3050
Наружное избыточное давление, МПа	0	10,03	21,69	23,78	26,87

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.5.

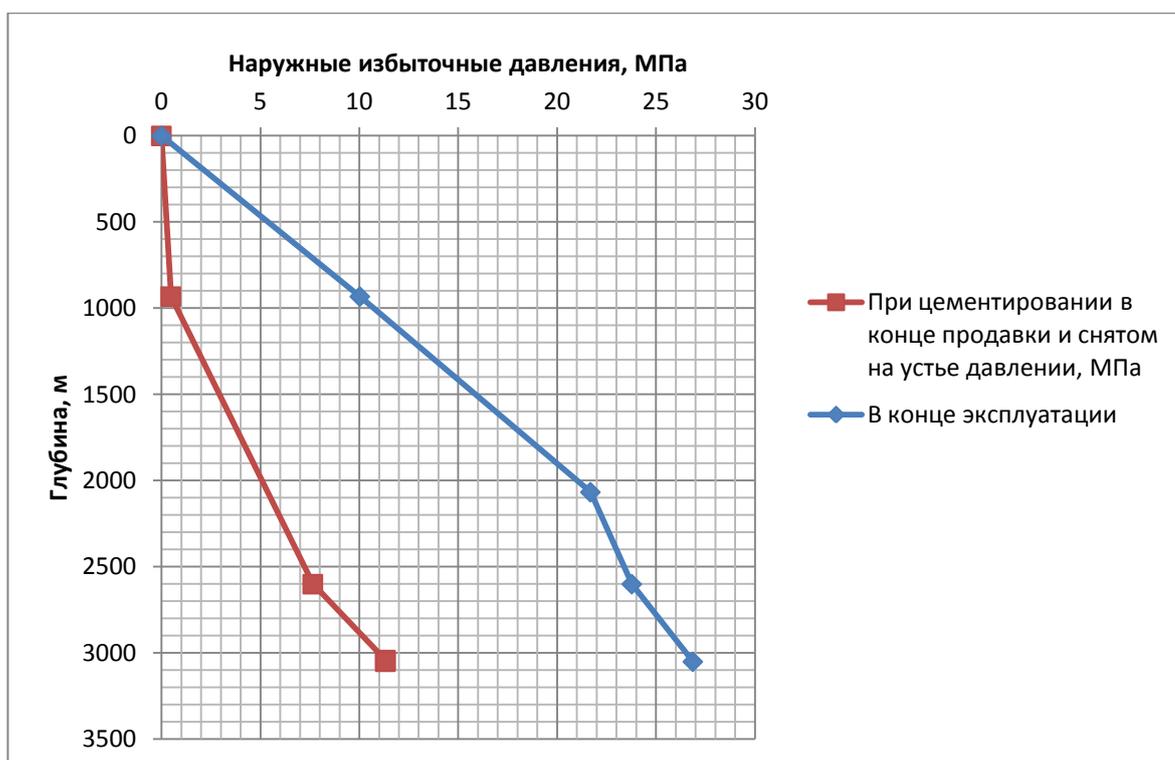


Рисунок 2.5 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 2.6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны [32].

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 20,72 МПа.

В таблице 2.25 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

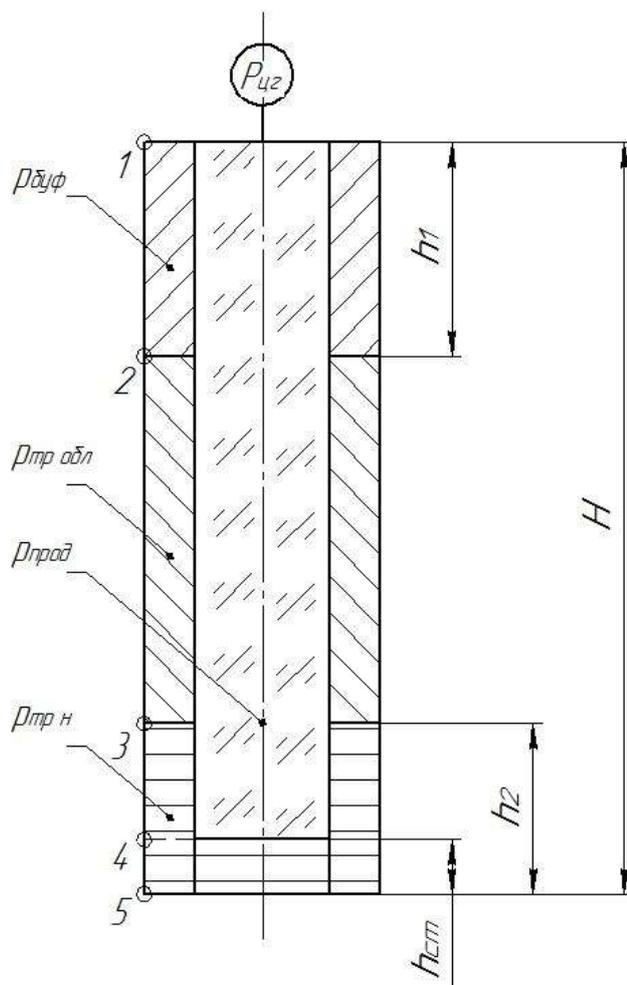


Рисунок 2.6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 2.25 – 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	974	2600	3049	3050
Внутреннее избыточное давление, МПа	20,72	20,25	13,07	9,40	9,40

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 2.7 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) [32].

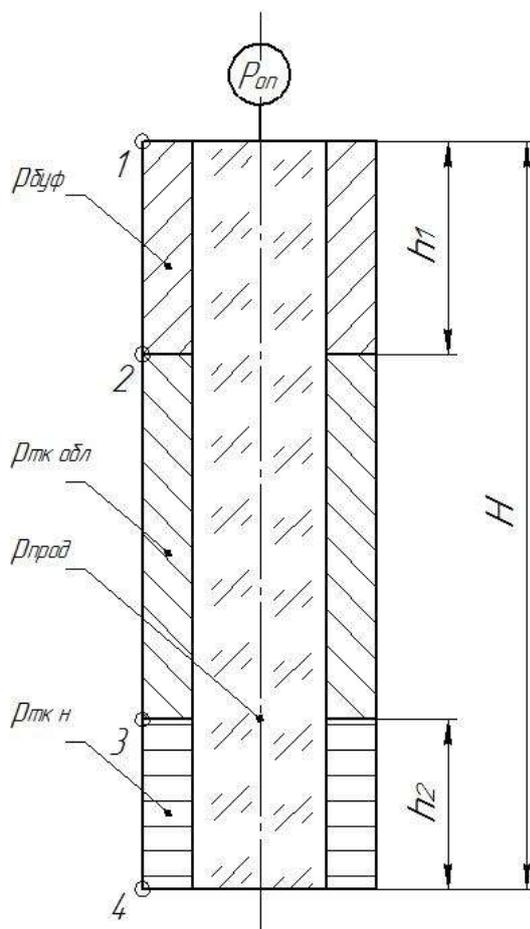


Рисунок 2.7 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки P_{on} составляет 27,92 МПа.

В таблице 2.26 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 2.26 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	974	2600	3050
Внутреннее избыточное давление, МПа	27,92	27,44	26,05	24,34

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 2.8.

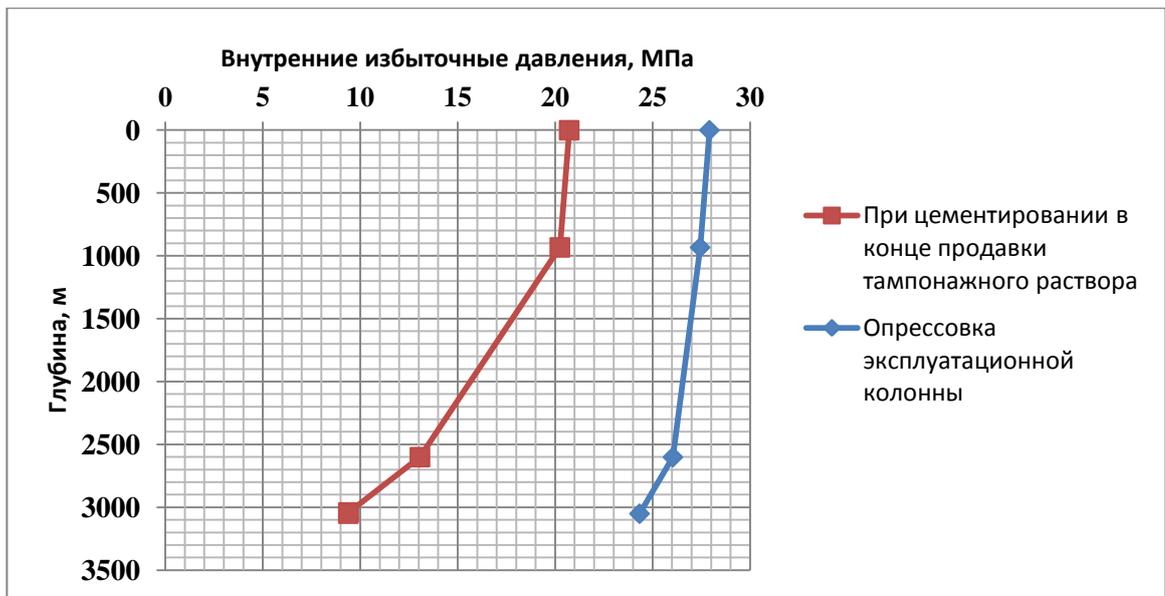


Рисунок 2.8 – Эюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Расчитанные параметры секций представлены в таблице 2.27.

Таблица 2.27 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Е	9,2	11,5	38,3	18008,7	124888,6	3152,8 - 3623,0
2	Е	8,1	11,5	33,9	82749,9		711,8- 3152,8
3	Л	8,1	11,5	33,9	24130,0		0-711,8

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле [32]:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.4.1)$$

41,59 < 52,34 МПа. Условие (2.4.1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета приведены в таблице 2.28.

Таблица 2.28 – Объем тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегченный	Объем тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{гр}=1850 \text{ кг/м}^3$	14,46	19187,5	9,41
$\rho_{тробл}=1450 \text{ кг/м}^3$	44,18	38051,2	31,11
Сумма	58,64	57238,7	40,52

2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Объем буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	20,19
Продавочная	75,96

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 2.9 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости [32].

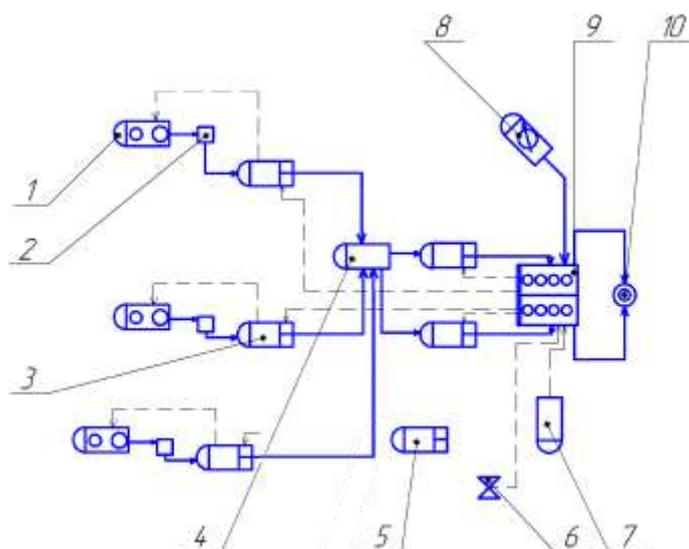


Рисунок 2.9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

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

2.4.2.4.2 Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке представлен на рисунке 2.10.

$$P(V) \cdot 0,8$$

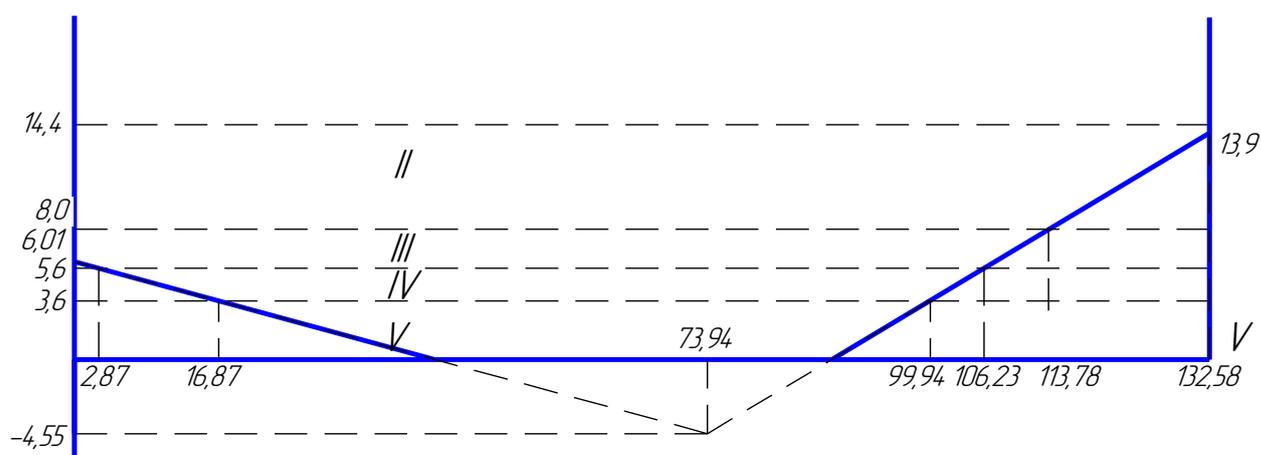


Рисунок 2.10 – Построение графика изменения давления на цементировочной головке

В таблице 2.30 приведены сводные данные о режимах работы цементируемых агрегатов.

Таблица 2.30 – Режимы работы цементируемых агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	83,07
IV	20,29
III	10,42
II	18,80

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 98,3 мин.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-178 с трапецидальной резьбой ОТТМ;
- клапан обратный дроссельный ЦКОДУ -178-ОТТМ;
- цементируемая головка типа ГЦУ-178;
- разделительные пробки ПРП-Ц-178;
- центраторы ЦЦ2-178/216 (интервалы установки и их количество

представлены в таблице 2.31).

Таблица 2.31– Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
0-3446	ЦЦ2-178/216	68
3446-3623	ЦЦ2-178/216	16

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК1 – 65х35.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивные корпусные перфорационные системы

однократного применения КПО 73. Максимальный интервал перфорации за одну СПО составляет 248 м (76 корпусов условной длиной 3 м). Поскольку длина горизонтального участка в продуктивном пласте составляет 700 м, то требуется не менее трех спусков перфоратора для полного вскрытия пласта.

Вызов притока на данной скважине будет производиться созданием ступенчатой депрессии, методом снижения уровня жидкости - свабированием. При этом уровень жидкости в скважине снижают при помощи специального поршня (сваба) с обратным клапаном, допускающим переток жидкости через поршень только в одном направлении при спуске его в скважину. Диаметр поршня равен внутреннему диаметру НКТ. Конструкция сваба представлена на рисунке 2.11.

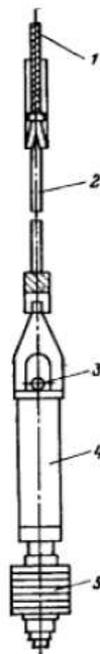


Рисунок 2.11 – Устройство сваба: 1 – канат, 2 – подвеска, 3 – клапан, 4 – патрубок, 5 – поршень.

Испытания скважины в пилотном стволе будут проводиться с помощью пластоиспытателя на колонне бурильных труб. В состав пластоиспытателя входят следующие основные элементы: циркуляционный клапан, запорный поворотный клапан (ЗПК), испытатель пластов гидравлический (ИПГ), ясс,

безопасный переводник, пакер, фильтр хвостовик, опорный башмак. Схема пластоиспытателя представлена на рисунке 2.12.



Рисунок – 2.12 Схема пластоиспытателя 1– Буровые трубы; 2 – циркуляционный клапан; 3 – глубинный манометр; 4 – запорный поворотный клапан; 5 – гидравлический испытатель пластов; 6 – ясс; 7 – безопасный переводник; 8 – пакер; 9 – фильтр; 10 – местоположение глубинных манометров; 11 – хвостовик; 12 – опорный башмак.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов буровых и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 124,9 т, а вес буровой колонны – 106 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3200/ 200ЭУК-2М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 2.32.

Таблица 2.32 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка - БУ 3200/ 200ЭУК-2М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	106	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,89
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	125	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,60
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	163	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,23
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ($Q_{вלב}$)	230	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	7,6
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	106		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	136		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K_p)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	20		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	90		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	167	1058	
3	64	552	
4	45	197	

3 Специальная часть по теме "Оценка влияния температурного фактора на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу"

3.1 Актуальность исследований

На сегодняшний день применение винтового забойного двигателя особенно эффективно при бурении наклонно-направленных скважин. Его использование, по сравнению с ротором и турбобуром обеспечивает повышение технико-экономических показателей бурения за счёт увеличения скорости бурения, снижения энергозатрат, сокращения количества аварий с бурильной колонной. Винтовые забойные двигатели относятся к машинам объёмного (гидростатического) действия. Это означает, что промывочная жидкость, поступающая в двигатель от насосов, проворачивает ротор относительно статора под действием неуравновешенных сил. Зубья статора и ротора, находясь в непрерывном контакте, образуют замыкающиеся на длине шага статора герметичные рабочие камеры. Рабочая жидкость, поступающая на вход двигателя от буровых насосов, может пройти к долоту только в том случае, если ротор проворачивается внутри обкладки статора, обкатываясь по его зубьям под действием неуравновешенных гидравлических сил. При этом совершает планетарное движение: ось ротора обращается вокруг оси статора против часовой стрелки (переносное движение), а сам ротор поворачивается вокруг собственной оси по часовой стрелке (относительное движение) [23].

В процессе конструирования винтовых забойных двигателей изучались возможности использования в качестве материала обкладки статора различных полимеров, однако эластомер оказался практически единственным материалом, отвечающим как условиям эксплуатации, так и технологии изготовления. Эластомер как технический материал отличается высокими эластичными свойствами, которые присущи каучуку - главному исходному компоненту резиновых композиций. При нормальной температуре эластомер находится в

высокоэластичном состоянии, и его эластичные свойства сохраняются в широком диапазоне температур. Однако в процессе эксплуатации винтового забойного двигателя разогрев эластомера, который происходит вследствие многократных циклических деформаций зубьев обкладки статора, является одной из главных причин разрушения резины. Для образцов ИРП-1226 экспериментально установлено, что при повышении температуры эластомера вследствие самонагрева и забойных условий, происходит уменьшение статического модуля упругости на 25% при температуре 77 °С. В то же время происходит снижение усталостной выносливости, что ведет к сокращению моторесурса двигателя при циклических нагрузках. Это объясняется влиянием температуры на структурные изменения в резине. При температуре самонагрева выше 165 °С начинается деструкция эластомера ИРП-1226, которая сопровождается интенсивным газовыделением [14].

Эластомерные изделия, так же как и большинство других материалов, работают в определенной среде. Даже та среда, которую считают привычной для живых организмов (воздух, атмосферные воздействия) не является инертной для эластомеров. Поэтому стойкость эластомеров к воздействию агрессивных сред является одним из главных показателей. Большинство эластомеров способны "впитывать" в себя газы и легкие агрессивные жидкости. Эти свойства характеризуются величиной набухания эластомеров в определенных средах, которое оценивается в процентном изменении объема или массы. При отрицательных значениях этих величин следует говорить об экстракции или вымывании ряда веществ из эластомера чаще всего пластификатора [14]. Набухание эластомеров в растворителях зависит от их растворимости и может вызвать необратимые изменения механических свойств эластомера, таких как прочность и упругость за счет ослабления межмолекулярных связей. Долговечность резин уменьшается тем значительнее, чем больше они набухают. Кроме того, набухание обкладки статора приводит к снижению КПД винтового забойного двигателя за счет образования чрезмерно большого диаметального натяга рабочей пары. Для работы двигателя

потребуется создание большего момента, что в совокупности с падением упругости резины, приведет к быстрому разрушению эластомера. При воздействии статических нагрузок на набухший эластомер происходит его более быстрый износ из-за снижения упругости и прочности. Также набухание негативно сказывается на устойчивости к циклическим нагрузкам вследствие снижения усталостной выносливости резины.

Эксплуатационные характеристики винтовых забойных двигателей во многом определяются техническим состоянием эластомера - упругости и прочности. Снижение упругости, возникающее в результате вымывания пластификатора при воздействии агрессивной среды или набухания обкладки статора, приводит к ускоренному износу резины. В то же время снижение упругости обкладки статора усложняет выполнение одной из ее функций - радиальной опоры, воспринимающей гидравлические и инерционные нагрузки винтовой пары, тем самым снижается нагрузочная способность двигателя. Вымывание пластификатора из резины зачастую приводит к значительному снижению ее объема, будет наблюдаться увеличение зазоров между винтом и обкладкой статора, что приведет к снижению объемного коэффициента полезного действия ВЗД.

Изучение условий эксплуатации рабочей пары показывает, что она работает в весьма сложных условиях, поэтому при разработке ВЗД выбор эластомера для обкладки статора является одним из наиболее важных вопросов. Многие годы для изготовления статоров отечественных винтовых забойных двигателей используется маслостойкая резиновая смесь ИРП-1226 повышенной износостойкости. Однако сейчас ИРП-1226 стала терять свою актуальность в связи с рядом причин [15]:

- низкая усталостная выносливость и морозостойкость;
- недостаточное время подвулканизации и высокая вязкость не позволяют ее качественно использовать в связи с возникшей потребностью увеличения длины рабочих органов винтового забойного двигателя;

-низкая устойчивость под воздействием высоких температур и при работе в агрессивных средах современных буровых растворах, в особенности на углеводородной основе.

Следует отметить, что разработка новых эластомеров проводится недостаточно продуктивно [15], поэтому наиболее практичными на данный момент направлениями повышения ресурса забойных двигателей являются разработка присадок к буровым растворам, либо актуальных рецептур буровых растворов, позволяющих снизить агрессивное воздействие среды на эластомер.

3.2 Методика проведения эксперимента

Было решено провести исследования по изучению устойчивости резины ИРП-1226 к механическому разрушению после воздействия различных температур в дисперсионных средах, которые встречаются в рецептурах современных буровых растворов. В качестве дисперсионных сред были выбраны дизельное топливо, биоразлагаемая основа, нефть, щелочной раствор, соляной раствор и вода. Для проведения экспериментов использовались цилиндрические образцы резины ИРП-1226 диаметром 42-44 мм и толщиной до 11,5 мм.

Предварительно образцы помещались в каждую из выбранных дисперсионных сред и выдерживались в течение 200 часов при заданных температурных точках: 25, 40, 55, 70, 85, 95 градусов.

В дальнейшем осуществлялось разрушение образцов эластомера под действием заданной осевой нагрузки инструментом для имитации износа в присутствии дисперсионной среды, в которой образцы выдерживались при определенной температуре. Условия разрушения создавались в специальном цилиндрическом стакане, представленном на рисунке 3.1, конструкция которого позволяет зафиксировать неподвижно образец. После установки и фиксации образца, стакан наполнялся дисперсионной средой бурового раствора.

Разрушающее воздействие на образец создавалось с помощью специального инструмента с режущим профилем размером 2x25 мм (рисунок 3.2). Выбор данного инструмента сделан с целью ускорения проведения эксперимента до полного разрушения образца. В качестве привода экспериментального стенда был использован вертикальный сверлильный станок. Частота вращения была постоянной для всех экспериментов и равна 180 об/минуту. Нагрузка на инструмент создавалась с помощью навески грузов на штурвал станка. Были проведены исследования для 5 различных температурных точек: 25, 40, 55, 70, 85, 95 градусов для каждой исследуемой дисперсионной среды при значении нагрузки в 3 кг. Длительность эксперимента варьировалась по времени разрушения образца, но не более 25 минут в случае, если не наблюдалось его износа.



Рисунок 3.1 – Цилиндрический стакан для исследований: 1 – стакан, 2 – крышка-зажим



Рисунок 3.2 – Инструмент для имитации износа образца эластомера

3.3 Результаты исследований

По результатам исследований влияния температуры и дисперсионной среды на устойчивость резины ИРП-1226, приведенных в таблице И.1 (Приложение И), заметно, что наиболее негативное воздействие на эластомер оказывают следующие дисперсионные среды: дизельное топливо, нефть, биоразлагаемая основа. Согласно графику на рисунке 3.3 с увеличением температуры, при которой находился образец, время его разрушения тоже увеличивается. Такой результат объясняется тем, что с увеличением

температуры происходит более интенсивное вымывание пластификатора. Вследствие этого, структура эластомера становится тверже, но менее упругой.

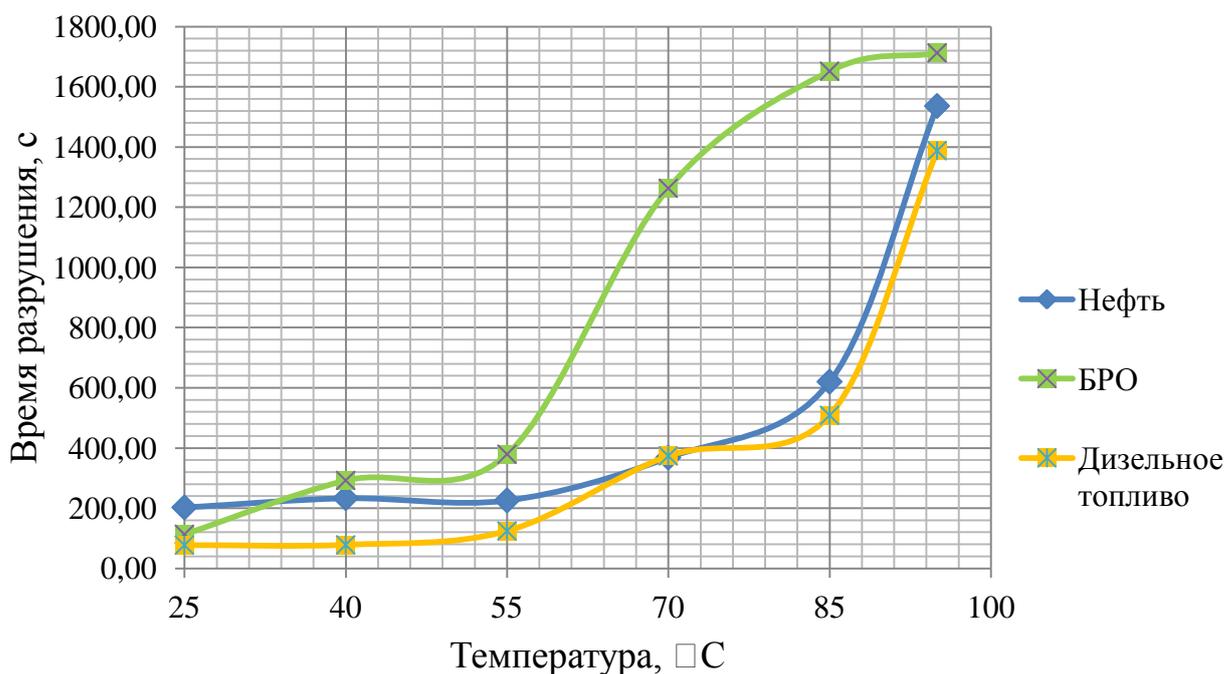


Рисунок 3.3 – Зависимость скорости износа образца эластомера от температуры в присутствии различных дисперсионных сред

Так же было отмечено, что после выдерживания образцов эластомера в воде, соляном растворе NaCl и щелочи NaOH при температуре от 70 градусов, в дальнейшем не происходило разрушения образцов под действием заданной нагрузки. Причиной является то, что вымывание пластификатора в данных дисперсионных средах происходит менее интенсивно, чем в органических веществах. Поэтому образцы, несмотря на меньшую твердость, остаются более выносливы к динамическим нагрузкам. Согласно графику на рисунке 3.4, выделяется аналогичная тенденция роста времени изнашивания образцов с увеличением температуры, при которой они выдерживались до проведения опыта. Можно отметить, что медленнее всего образцы изнашивались в соляном растворе. Изнашивание в воде и щелочи показало, что эти дисперсионные среды оказывают примерно одинаковое воздействие на эластомер при заданных в условии эксперимента температурах.

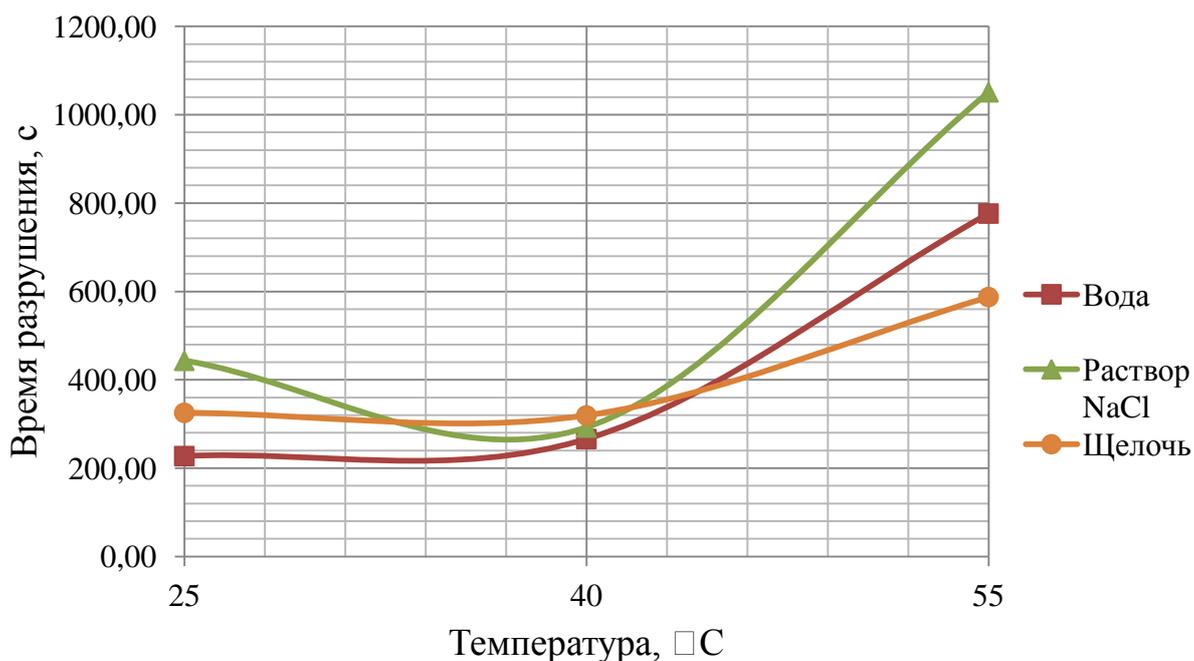


Рисунок 3.4 – Зависимость скорости износа образца эластомера от температуры в присутствии воды, соляного раствора и щелочи

Можно так же отметить, что обломки резины из-за потери ее эластичности становятся более мелкодисперсными рисунок 3.5, так как с увеличением температуры, при выдержке в любой дисперсной среде, наблюдалось нарастающее преобладание скалывающего разрушения над режущим.



Рисунок 3.5 - Обломки разрушения эластомера после выдерживания в дизельном топливе при температуре 95 °C (слева) и 25 °C (справа)

3.4 Рекомендации и направления исследований

В ходе исследований было оценено влияние различных температур и дисперсионных сред на устойчивость эластомера к механическому разрушению. По результатам эксперимента было выяснено, что наиболее агрессивными средами для образцов резины ИРП-1226 являются дизельное топливо, нефть и биоразлагаемая основа, а температура является преобладающим фактором, влияющим на механические свойства: пластичность, упругость, эластичность и прочность. При ее увеличении наблюдается вымывание пластификатора из эластомера, с последующим снижением эластичности и упругости. В то же время по полученным графикам видно, что повышается стойкость к действию осевых нагрузок. Так же винт ротора, помимо нормали, действует на эластомер в радиальном направлении.

Еще одним значимым фактором определяющим скорость разрушения образца, помимо взаимодействующей среды и температуры, является действующая на него нагрузка. Во время проведения эксперимента она прикладывалась по нормали к поверхности эластомера и имела постоянное заранее установленное значение – 3 кг. В рабочей паре эластомер - ротор нагрузки во много раз превышают данное значение, поэтому для проведения дальнейших исследований считаю целесообразным провести увеличение осевой нагрузки, с целью подтверждения или опровержения полученного результата.

Исходя из всего сказанного, выделяется два направления дальнейших исследований:

- зависимость изменения прочности эластомера от температурного фактора при увеличении осевой нагрузки;
- влияние температурного фактора и различных дисперсионных сред на устойчивость эластомера к радиальным нагрузкам.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура Ямальского филиала АО «Сибирская Сервисная Компания»

АО «Сибирская Сервисная Компания» оказывает широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. К основным видам деятельности относятся: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, наклонно-направленное бурение, зарезка боковых стволов, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, обеспечение систем очистки бурения, тампонажные работы.

АО «Сибирская Сервисная Компания» основано 1 февраля 2001. В марте начал работу Стрежевской филиал. Стрежевской филиал сегодня реализует работы на Советском, Шингинском, Арчинском, Крапивинском и других месторождениях Томской области, а также на нефтегазоконденсатных месторождениях ЯНАО. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, около 5000 сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает 1 500 000 метров.

Ключевыми партнерами Сибирской Сервисной Компании являются: ПАО Нефтяная компания «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ООО «Газпромнефть-Восток», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО Нефтегазовая компания «Русснефть», ПАО АНК «Башнефть», Компания «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», Концерн «Шелл», Иркутская Нефтяная Компания, ПАО «Новосибирскнефтегаз».

Организационная структура СФ АО ССК представлена на рисунке К.1 (Приложение К).

4.2 Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

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

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются [38]:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъёмных операций, вспомогательных, подготовительно - заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Сначала определяется время на строительно-монтажные работы. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Для определения времени на строительно-монтажные работы будем использовать «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [1]. Нормативное время на сборку и монтаж:

- оснований вышечно-лебедочного блока – 64,0 часа;
- оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа;

- на сборку вышки – 305,5 часов;
- бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов;
- оснований насосного блока – 258,0 часов;
- буровой установки – 79,6 часов.

Суммарное время на строительно-монтажные работы составит:

$$\sum T_{\text{мон}} = 64,0 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258,0 + 79,6 = 1080,0 \text{ч}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (4.2.1):

$$\dots, \tag{4.2.1}$$

где \dots – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально в зависимости от геологических условий, так и от долота и его параметров.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей:

$$\dots, \tag{4.2.2}$$

$$\dots, \tag{4.2.3}$$

где \dots , \dots – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; \dots , \dots – соответственно время спуска и подъёма свечей, час; \dots – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Количество спускаемых свечей определяется из компоновки бурильных труб: для интервала под направление – 1 свеча; для интервала под кондуктор – 52 свечи; для интервала под пилотный ствол – 148 свечей; для интервала отбора керна – 151 свеча; под интервал зарезки основного ствола количество свечей –

151 свеча; для интервала бурения под хвостовик – 181 свеча. Количество поднимаемых свечей соответствует количеству опускаемых.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала [3].

Определение нормативного времени на испытание продуктивного пласта осуществляется согласно «Единым нормам времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [2].

Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 250,4 часов или 10,43 суток.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на проектируемом нефтяном месторождении приведена в таблице К.1 (Приложение К).

4.2.2 Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{4324}{220,52} = 19,6 \text{ м/час}, \quad (4.2.4)$$

где H – глубина скважины, м; t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{СПО}} = \frac{4324}{220,52 + 46,18} = 16,21 \text{ м/час}, \quad (4.2.5)$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{4324 \cdot 720}{593,05} = 5250 \text{ м/ст.мес}, \quad (4.2.6)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} = \frac{4324}{5} = 864,8 \text{ м}, \quad (4.2.7)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

4.2.3 Линейный календарный график 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. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	3
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	2
лаборант	2

Согласно нормативной карты:

- Время на строительно-монтажные работы составит 1080 ч или 45 сут.
- Время на подготовительные работы к бурению составят 96 ч или 4 сут.
- Время бурения скважины и крепления обсадных колонн составит 601,05 ч или 25,04 сут.
- Время испытания скважины на продуктивность 250,4 ч или 10,43 сут.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж	45,00												
2.Бурение	29,04												
3.Испытание	10,43												

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [6], в части II – на строительные и монтажные работы [7], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [8].

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

- затраты, зависящие от времени (пропорциональны времени бурения и крепления, испытания);
- затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах К.2 и К.3 (Приложение К).

Стоимость промыслово-геофизических работ в данном случае определяется из средних рыночных цен на данные услуги.

Затраты, возникающие при строительстве скважин в зимнее время, определяются исходя из суммарного времени строительства скважины, которое составляет 84,47 суток.

Затраты, описанные в остальных главах рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав.

Для перевод цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2.

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице К.4 (Приложение К).

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки составит:

$$\frac{\text{---}}{\text{---}} \cdot$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC замен шарошечных. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП), а также увеличение проходки на долото за счет отсутствия подшипниковых опор.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице К.5 (Приложение К).

5 Социальная ответственность

5.1 Производственная безопасность

На сегодняшний день производственной безопасности нефтегазовой отрасли, а в особенности при бурении нефтяных и газовых скважин, уделяется большое внимание. В первую очередь это связано с тем, что данная производственная отрасль является опасной для человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

В своей трудовой деятельности, осуществляемой в производственной среде, человек подвергается воздействию ряда опасностей. Вредные и опасные факторы, складываемые в производственной среде, негативно воздействуют на здоровье человека в процессе его жизнедеятельности [35].

Вынесем в таблицу 5.1 опасные и вредные производственные факторы для дальнейшего анализа, с целью предотвращения их воздействия.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины на нефть [37].

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74) [37]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Производимые работы: 1) бурение ствола скважины; 2) спуско-подъемные операции; 3) цементирование обсадной колонны; 4) освоение и испытания скважины	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; 2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 3. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 4. Повышенный уровень вибрации; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 6. Повреждения в результате контакта с насекомыми.	1. Движущиеся машины, механизмы и подвижные части производственного оборудования; 2. Поражение электрическим током; 3. Пожаро-безопасность; 4. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).	ГОСТ 12.1.005-88 [1] ГОСТ Р 12.4.185-99 [2] ГОСТ 12.1.003-2014 [3] ГОСТ 12.1.029-80 [4] СП 51.13330.2011 [5] ГОСТ 12.1.012–2004 [6] СП 52.13330.2011 [7] ГОСТ 12.1.038–82 [8] ГОСТ 12.1.004-91 [9] РМ-012-2000 [10] ГОСТ 12.4.296-2013 [36] СанПиН 2.2.4.548-96 [41]

5.1.1. Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Рассмотрим подробнее вредные производственные факторы, воздействующие на организм человека при осуществлении строительства скважины, а так же нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленных на их снижение или устранение.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Во время приготовления буровых растворов, частицы сухих материалов могут проникать в органы дыхания и наносить вред организму. Так же при бурении скважины может происходить загазованность бурового раствора, что в свою очередь может привести к отравлению рабочего персонала. Поэтому необходима регулярная проверка загазованности с помощью газоанализатора и утечки газа – обмыливанием [13].

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), установленных ГОСТ 12.1.007-76 Вредные вещества, классификация. ПДК газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ при бурении приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Нормирование вредных веществ при бурении скважин.

№ п/п	Наименование вещества	Формула	Величина ПДК, мг/м ³	Класс опасности
1	Метан	CH ₄	300	4
2	Сырая нефть	-	10	3
3	Сернистый газ	SO ₂	10	3
4	Метанол	CH ₃ OH	5	3
5	Сероводород	H ₂ S	3	2
6	Пары нефти	-	10	3

С целью минимизации воздействия данного фактора выберем средства индивидуальной и коллективной защиты. Средства индивидуальной защиты: противогазы или респираторы. В качестве средств коллективной защиты следует применять вентиляции в помещении, где расположена центральная система грубой очистки бурового раствора [21].

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работы, связанные со строительством скважин, осуществляются на открытых площадках. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

Работа в условиях высокой температуры сопровождается интенсивным потоотделением, что приводит к обезвоживанию, ослаблению внимания, ухудшению координации движений, замедлению реакции.

Профилактика перегревания и его последствий осуществляется разными способами. При температурах выше 28 °С организуют рациональный режим труда путем сокращения рабочего времени для введения перерывов в зонах с нормальным микроклиматом. Работающие на открытой территории в летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ: головной убор, спецодежда, обувь – теплоизоляция и состав которых должны соответствовать ГОСТ 12.4.011-89. Средства защиты работающих.

При проведении работ в зимнее время может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников. [10].

При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [4].

Комплект средств индивидуальной защиты от холода должен включать в себя предметы: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ. Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях - к глухоте. Дополнительно, он может способствовать возникновению несчастных случаев, маскируя предупреждающие сигналы.

Источниками шума при строительстве скважины являются различные механизмы, которые работают на различных передачах, различные частоты вращения шкивов, работа дизельных генераторов и пневмосистем буровой установки. В соответствии требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности" шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБ.

Для уменьшения шума на объекте следует использовать средства индивидуальной защиты: наушники, вкладыши, шлемы. В качестве коллективных средств защиты стоит предусмотреть установку кожухов и глушителей, обеспечивающих звукоизоляцию и звукопоглощение [35].

Повышенный уровень вибрации

Источники возникновения вибраций на буровой являются возникающие при работе машин, агрегатов и буровых насосов неуравновешенных силовых воздействий.

Воздействие вибрации отражается на нервной и опорно-двигательной системе. У работников подверженных действию вибрации отмечаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [15].

По способу передачи на человека различают [35]:

- общую вибрацию;
- локальную вибрацию.

Нормирование вибрации осуществляется определением значений среднеквадратического значения виброскорости и виброускорения, логарифмических уровней виброскорости и виброускорения. Методы измерения параметров вибрации регламентированы требованиями ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

В качестве средств индивидуальной защиты от вибрации применяются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь, специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами [35].

Согласно ГОСТ 26568-85. Вибрация. Методы и средства защиты при коллективных средствах защиты могут быть использованы амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов, установка амортизаторов, виброфундамент, увеличение массы основания.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости.

Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное [35].

Светильники буровых установок в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности должны обеспечивать следующую освещенность: роторного стола - 100 лк, пути движения талевого блока - 30 лк, помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк, превенторной установки - 75 лк, лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк [11].

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Наиболее распространенное природно-очаговое заболевание характерное для района проведения работ – клещевой энцефалит. При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной

нервной системы. Наиболее активны клещи в конце апреля - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле и в августе.

Основное профилактическое мероприятие – противо-энцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

Индивидуальная (личная) защита людей включает в себя:

- соблюдение правил поведения на опасной в отношении клещей территории;
- ношение специальной одежды соответствующей требованиям ГОСТ Р 12.4.296-2013;
- применение специальных химических средств индивидуальной защиты от клещей.

К мерам коллективной защиты относится уничтожение клещей в природных биотопах по эпидемиологическим показаниям на участках высокого риска заражения людей клещевым энцефалитом.

5.1.2. Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

В результате действия этого фактора может возникнуть механическая травма, которая представляет собой повреждение тканей, частей тела и органов в результате воздействия внешней механической силы.

Источниками механических травм при сооружении скважины являются: падения различных предметов с высоты, механические травмы от удара свечей бурильных труб время спуско-подъемных операций, удар при движении автоматического ключа бурильщика.

С целью минимизации причин возникновения механических травм согласно ГОСТ 12.2.003-91. "Оборудование производственное. Общие требования безопасности", необходимо:

- применение конструкции производственного оборудования, исключающего падение или выбрасывание предметов представляющих опасность для работающих.

- оградить вращающиеся части механизмов, путем монтажа защитных в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ "Оборудование производственное. Ограждения защитные";

- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены;

- для исключения возможного скольжения пол должен быть сделан из рифленого металла;

- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;

Помимо этого весь рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. "Средства защиты работающих." должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, перчатками.

Поражение электрическим током

Повреждения от электрического тока происходят вследствие непосредственного прохождения тока через организм. Опасность прикосновения человека с токоведущими частями оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие коллективные средства защиты установленные ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ "Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты": защитные ограждения (временные или стационарные), изоляцию токоведущих частей, изоляцию рабочего места, малое напряжение, защитное отключение, предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

В качестве средств индивидуальной защиты требуется применение изолирующих, защитных средств: резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками при обслуживании электроустановок.

Пожаробезопасность

Источниками пожара на буровой установке обычно являются: горящие или накалинные тела, электрические разряды, тепловые проявления механических воздействий, искры от удара и трения, ударная волна [11].

Для обеспечения пожарной профилактики оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности".

Кустовая площадка должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения в соответствии с требованиями Постановления правительства РФ от 25.04.12 г. №390 "Правила противопожарного режима в Российской Федерации" и СП 9.13130.2009 "Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации" [5].

Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе горючесмазочных материалов. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Перечень первичных средств пожаротушения и пожарного инвентаря размещаемого в пожарных щитах приведен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Перечень первичных средств пожаротушения и пожарного инвентаря размещаемого на объектах кустовой площадки [9].

Название	Количество, штук
Огнетушитель пенный	2
Асбестовое полотно (кошма) размером 2x2 м	1
Лом	1
Багор	1
Ведро	2
Лопата штыковая	1
Лопата совковая	1
Ящик с песком ($V=0,5 \text{ м}^3$)	1

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов. Территория буровой должна быть очищена от мусора, не допускается замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается [11]:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение горючесмазочных материалов в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки;
- использовать электромеханизмы необорудованные предохранителями для исключения возгорания по причине короткого замыкания.

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

Опасность данного фактора определена тем, что в процессе строительства скважин возникает необходимость осуществления спуско-подъемных операций. Их проведение требует нахождения работника на высоте выше норматива предусмотренного в межотраслевых правилах по охране труда при работе на высоте, составляющий 2 м.

Поэтому для минимизации причин возникновения механических травм необходимо:

- применение конструкции производственного оборудования, исключающего падение или выбрасывание предметов представляющих опасность для работающих;
- при проведении работ на высоте должны устанавливаться ограждения и обозначаться в установленном порядке границы опасных зон.

При работе на высоте основными средствами индивидуальной защиты, предохраняющими работника от падения, являются предохранительный пояс и страховочный канат. Для защиты головы работника применяются каски.

5.2 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность является одной из самых негативно влияющих на экологию отраслей, поэтому следует уделять особое внимание мероприятиям по охране окружающей среды.

5.2.1. Атмосфера

Воздействие строительства на состояние атмосферного воздуха будет незначительным, так как строительные работы носят поэтапный характер и связаны с временным локальным увеличением приземных концентраций вредных веществ в атмосфере.

Селитебная зона в районе воздействия объекта отсутствует.

5.2.2. Гидросфера

В процессе бурения скважин загрязнению наиболее подвержены приповерхностная зона ствола скважины и зоны подземных горизонтов. Основными источниками загрязнения являются: буровой раствор, нефтепродукты, бытовые стоки.

Основные пути проникновения загрязнителей в объекты геологической среды следующие [28]:

- поглощение бурового раствора в процессе промывки скважины и фильтрация его водной фазы в проницаемые отложения;
- нарушение герметичности обсадных колонн и цементного камня в заколонном пространстве;
- некачественное цементирование и недоподъем тампонажного раствора за обсадными колоннами;
- инфильтрация отходов с поверхности земли из накопителей через почвогрунты и через устье скважины.

Для защиты гидросферы в соответствии с требованиями ГОСТ 17.1.3.12-86 "Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше" следует проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- контроль герметичности амбара при применении технологии амбарного бурения;

- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

5.2.3. Литосфера

В процессе бурения скважины возникают промышленные отходы бурового раствора, бурового шлама, а так же бытовые отходы. По отношению к почвенной микрофлоре наиболее токсичными являются нефтепродукты, гидроокись и карбонат натрия и калия, хлорсодержащие соединения.

По завершении строительства скважин необходимо провести рекультивацию нарушенных земель. Выбор направления рекультивации определяется в соответствии с требованиями ГОСТ 17.5.1.02-85 "Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации".

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разравнять обваловку и спланировать площадку;
- восстановление растительности на нарушенных площадях работ путем проведения биологического этапа рекультивации, включающий посев многолетних трав с внесением минеральных удобрений.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Источником чрезвычайной ситуации во время строительства скважины может быть опасное природное явление, авария или опасное техногенное происшествие.

При бурении скважин возможны следующие чрезвычайные ситуации техногенного характера:

- газонефтеводопроявление (ГНВП) перешедшее в фонтанирование скважины при вскрытии продуктивных пластов;
- утечка токсичных загрязнителей из шламового амбара при нарушении обвалования;
- взрывы горючесмазочных материалов;
- пожары;
- разрушение буровой установки.

Возможные чрезвычайные ситуации природного характера – лесные пожары.

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, в особенности на новых месторождениях, является ГНВП, перешедшее в открытое фонтанирование.

Основными причинами возникновения ГНВП [18]:

- недостаточная плотность бурового раствора, при вскрытии продуктивных пластов;
- несоответствующая геологическим условиям конструкция скважины;
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях, поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- длительные остановки скважины без промывки.

В целях предотвращения данной аварии необходимо применить ряд следующих превентивных мер [11]:

- поддержание требуемого для конкретной глубины превышение забойного давления над пластовым (на глубине до 1200 метров не менее 10 процентов, более 1200 метров – 5 процентов) путем увеличения плотности бурового раствора;

- согласно правилам безопасности в области промышленной безопасности с целью предотвращения в аварийных ситуациях, связанных с открым фонтанированием и загрязнением нефтью прилежащих территорий, устье скважины должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое».

При возникновении на объекте проведения работ нештатной ситуации должны быть предусмотрены следующие действия [25]:

- При возникновении нештатной ситуации (газонефтеводопроявления (ГНВП), открытый фонтан (ОФ), порыв нефтепровода, пожар, загазованность и т.п.) первый обнаруживший работник должен немедленно оповестить ответственного руководителя работ и участников производственного процесса о случившемся. Все работы на площадке должны быть приостановлены до устранения причин возникновения и последствий нештатной ситуации [34].

- Оборудование, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации ГНВП и ОФ, должны находиться в полной готовности на складах аварийного запаса противofонтанной службы (ПФС).

- Ликвидация аварий, связанных с газонефтеводопроявлениями или открытым фонтанированием, должна производиться в соответствии с «Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий».

- При авариях с фонтанированием нефти или газа все работы должны быть прекращены. Технические средства, члены буровой бригады и люди, не задействованные в работах по ликвидации аварии, должны быть эвакуированы в безопасное место.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

Характерные для проектируемой рабочей зоны правовые нормы трудового законодательства приведены в таблице Л.1 (Приложение Л).

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Требования к производственному оборудованию в рабочей зоне определены в ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. "Оборудование производственное. Общие эргономические требования":

Рабочее место должно обеспечивать возможность удобного выполнения работ в положении сидя или стоя или в положениях и сидя, и стоя. При выборе положения работающего необходимо учитывать:

- физическую тяжесть работ;
- размеры рабочей зоны и необходимость передвижения в ней работающего в процессе выполнения работ;
- технологические особенности процесса выполнения работ.

Конструкция органов управления на буровой, к которым относится пульт управления автоматического ключа бурильщика, тормоза лебедки и другие, должна учитывать:

- требуемую точность и скорость движений при осуществлении управления, а также частоту использования органа управления;
- допустимые динамические и статические нагрузки на двигательный аппарат человека;
- антропометрические характеристики двигательного аппарата человека;
- необходимость быстрого распознавания органов управления, формирования и закрепления навыков по управлению.

Заключение

Результатом данной выпускной квалификационной работы является получение рекомендаций проектирования технологических решений на строительство наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом.

В рамках технологической части был спроектирован пяти интервальный профиль наклонно-направленной скважины глубиной 3100 метров с горизонтальным участком в интервале продуктивного пласта. Для реализации сооружения скважины выбраного профиля были приняты технологические решения, касающиеся вопроса углубления скважины. К ним относится выбор способа бурения, породоразрушающего инструмента, обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, технические средства при отборе керна, проектирование параметров режима бурения. В результате проектировании процессов заканчивания были осуществлены расчеты обсадной колонны и процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки. Была выбрана буровая установка БУ 3200/ 200ЭУК-2М, подходящая по условной глубине бурения и нагрузке на крюке.

В разделе финансовый менеджмент и ресурсоэффективность была рассчитана нормативная продолжительность строительства скважины, сметная стоимость строительства скважины, составлен линейный календарный график выполнения работ.

В результате проектирования раздела социальная ответственность были выявлены и проанализированы вредные и опасные факторы, возникающие в процессе строительства скважины. Были рассмотрены вопросы, касающиеся экологической безопасности, безопасности при возникновении чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

В разделе специальной части была произведена оценка влияния температурного фактора на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу.

Список публикаций студента

1 Шульга Д. К. Сравнительный анализ технических характеристик отечественных и импортных забойных двигателей для бурения скважин на нефть и газ / Д. К. Шульга ; науч. рук. А. В. Епихин // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2016. — Т. 2. — [С. 812-814].

2 Шульга Д.К. Епихин А.В. Оценка влияния температурного фактора на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу / Д. К. Шульга ; науч. рук. А. В. Епихин // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 804-808].

3 Шульга Д.К. Ковалев А.В. Особенности заканчивания морских скважин на нефть и газ/ Д. К. Шульга ; науч. рук. А. В. Ковалев // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 808-812].

Список использованных источников:

Нормативно-правовые источники

- 1 Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. – М.: ЦБНТ, 2000. – 356 с.
- 2 Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. – М.: ЦБНТ, 2000. – 102 с.
- 3 Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ. – М.: ЦБНТ, 2000. – 33 с.
- 4 МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. – М.: Министерство труда и социального развития Российской Федерации, 2006. – 20 с.
- 5 Постановление правительства РФ от 25.04.12 г. №390 "Правила противопожарного режима в Российской Федерации". [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 20.05.2017 г.).
- 6 СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1985. – 250 с.
- 7 СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы. – М.: Недра, 1985. – 275 с.
- 8 СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин. – М.: Стройиздат, 1985. – 232 с.
- 9 СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации. [Электронный ресурс]. Профессиональные справ. системы «Техэксперт» – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 20.05.2017 г.).
- 10 Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016) [Электронный ресурс]. КонсультантПлюс : справ. правовая система.

– Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/
(дата обращения 20.05.2017 г.).

11 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.

Основные источники

12 Абубакиров В.Ф. Буровое оборудование: справочник. Том 2 / В.Ф. Абубакиров, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых. – М.: Недра, 2003. – 494 с.

13 Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам / А.Н. Ананьев, А.И. Пеньков. – Волгоград: ИКФ, – 2000. – 139 с.

14 Балденко Д.Ф. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2007. – 470 с.

15 Балденко Д.Ф. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей / Д.Ф. Балденко, Ю.А. Коротаев // Журнал «Бурение и нефть». – 2012. – №3. – С. 3-8.

16 Балденко Ф.Д. Расчет бурового оборудования: учебное пособие для вузов / Ф.Д. Балденко. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.

17 Басарыгин Ю.М. Заканчивание скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра-Бизнесцентр, – 2000. – 667 с.

18 Басарыгин Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, – 2000. – 680 с.

19 Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. – М.: Недра-Бизнесцентр – 2001. – 399 с.

20 Башкатов А.Д. Прогрессивные технологии сооружения скважин / А.Д. Башкатов. – М.: Недра-Бизнесцентр – 2003. – 554 с.

- 21 Будников В.Ф. Контроль и пути улучшения технического состояния скважин / В.Ф. Будников, А.И. Булатов, А.Я. Петерсон, С.А. Шаманов. – М.: Недра-Бизнесцентр – 2001. 305 с.
- 22 Булатов А.И. Буровые и тампонажные промывочные растворы: учебное пособие для вузов / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. – М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. – 424 с.
- 23 Булатов А.И. Спутник буровика. Справочное пособие. / А.И. Булатов. – М.: Недра, 2014. – 378 с.
- 24 Булатов А.И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: Недра, 2003. – 1007 с.
- 25 Вадецкий В.Ю. Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для нач. проф. образования / Ю.В. Вадецкий. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 352 с.
- 26 Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин: учеб. для вузов / Ю.И. Горбачев. – М.: Недра, 1990. – 398 с.
- 27 Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта / А.В. Епихин, А.В. Ковалев – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.
- 28 Иогансен К.В. Спутник буровика: справочник. – 3-е изд., перераб. и доп. / К.В. Иогансен. – М.: Недра, 1990. – 303 с.
- 29 Калинин А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
- 30 Калинин А.Г. Естественное и искусственное искривление скважин : учебное пособие / А. Г. Калинин, В.В. Кульчицкий. – М.: Институт компьютерных исследований, 2006. – 640 с.
- 31 Калинин А.Г. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ / А.Г. Калинин, А.З. Левицкий, Б.А. Никитин. – М.: Недра, 1998. – 440 с.

- 32 Ковалев А.В. Выпускная квалификационная работа бакалавра. Методические указания к выполнению ВКР / А.В. Ковалев, А.В. Епихин – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 83 с.
- 33 Литвиненко В. С. Основы бурения нефтяных и газовых скважин: учебное пособие / В. С. Литвиненко, А. Г. Калинин. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. – 542 с.
- 34 Логанов Ю.Д. Открытые фонтаны и борьба с ними: Справочник. / Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. – М.: Изд-во "Недра", 1991. – 191 с.
- 35 Назаренко О.Б. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / О.Б. Назаренко. – 2-е изд., перераб. и доп. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 144 с.
- 36 Нескромных В.В. Направленное бурение: учебное пособие для вузов / В.В. Нескромных, А.Г. Калинин. – М.: "ЦентрЛитНефтеГаз", 2008. – 382 с.
- 37 Романенко С.В. Социальная ответственность. Методические указания по разработке раздела "Социальная ответственность" выпускной квалификационной работы / С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 21 с.
- 38 Романюк В.Б. Методические указания для выполнения раздела ВКР «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, и ресурсосбережение». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2001. – 27 с.
- 39 Рязанов В.И. Направленное бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 117 с.
- 40 Храменков В.Г. Автоматизация управления технологическими процессами бурения нефтяных скважин: учебное пособие / В.Г. Храменков. – М.: Юрайт, 2016. – 415 с.
- 41 Чубик П.С. Практикум по промывочным жидкостям: учеб. пособие для студ. вузов / П.С. Чубик. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 1991. – 100 с.

Приложение В

Таблица В.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Арчинское
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Парабельский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-2,0 +35 -53
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
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 В.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	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Томск (408 км) Стрежевой (354 км) Кедровый (100 км)

Продолжение приложения В

Таблица В.3 – Проектный стратиграфический разрез месторождения

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	20	20	Четвертичные отложения	Q	1,3	0
20	180	160	Некрасовская серия	Pg ₃ nk	1,3	0
180	330	150	Чеганская свита	Pg ₂₋₃ cg	1,3	0
330	370	40	Люлинворская свита	Pg ₂ ll	1,3	0
370	410	40	Талицкая свита	Pg ₁ tl	1,3	0
410	480	70	Ганькинская свита	K ₂ gn	1,3	0
480	525	45	Славгородская свита	K ₂ sl	1,3	0
525	680	155	Ипатовская свита	K ₂ ip	1,3	0
680	715	35	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1,3	0
715	1560	845	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	1,3	0
1560	1605	45	Алымская свита	K ₁ al	1,3	0
1605	2265	660	Киялинская свита	K ₁ kls	1,4	0
2265	2330	65	Тарская свита	K ₁ tr	1,6	0
2330	2590	260	Куломзинская свита	K ₁ klm	1,2	0
2590	2615	25	Баженовская свита	J ₃ bg	1,2	0
2615	2622	7	Георгиевская свита	J ₃ gr	1,2	0
2622	2726	4	Васюганская свита	J ₃ vs	1,2	1-2
2726	3015	289	Тюменская свита	J ₁₋₂ tm	1,2	1-2
3015	3045	30	Салатская свита	J ₁ slt	1,2	1-2
3045	3050	5	Тогурская свита	J ₁ tg	1,2	1-2
3050	3100	50	Палеозой	Pz	1,2	45-70

Таблица В.4 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	20	глины	40
			суглинки	40
			пески	10
			супеси	10
Pg ₃ nk	20	180	пески	70
			глины	30

Продолжение приложения В

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4	5
Pg2-3 cg	180	330	глины	80
			алевролиты	10
			пески	10
Pg2 ll	330	370	глины	100
Pg1 tl	370	410	глины	80
			песчаники	20
K2 gn	410	480	глины	100
K2 sl	480	525	глины	100
K2 ip	525	680	глины	80
			песчаники	20
K2 kz	680	715	глины	100
K1-2 pk	715	1560	пески	50
			глины	20
			песчаники	20
			алевролиты	10
K1 al	1560	1605	глины	50
			песчаники	50
K1 kls	1605	2265	глины	80
			песчаники	20
K1 tr	2265	2330	песчаники	100
K1 klm	2330	2590	песчаники	50
			аргиллиты	30
			алевролиты	10
			алевролиты	10
J3 bg	2590	2615	аргиллиты	100
J3 gr	2615	2622	аргиллиты	80
			известняки	10
			алевролиты	10
J3 vs	2622	2726	песчаники	100
J1-2 tm	2726	3015	песчаники	40
			аргиллиты	30
			алевролиты	25
			угли	5
J1slt	3015	3045	алевролиты	10
			аргиллиты	75
			песчаники	10
			угли	5
J1tg	3045	3050	аргиллиты	95
			угли	5
Pz	3050	3100	известняки	50
			аргиллиты	10
			алевролиты	10
			туфы, брекчии	30

Продолжение приложения В

Таблица В.5 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещиноватость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	20	глины	2,1	-	-	95	IV	I	Мягкая
			суглинки	2,0	-	-	30	IV		
			пески	1,9	-	-	-	X		
			супеси	2,0	-	-	-	X		
Pg3 nk	20	180	пески	2,4	-	-	-	X	I	Мягкая
			глины	2,4	-	-	95	IV		
Pg2-3 cg	180	330	пески	2,5	-	-	-	X	I	Мягкая
			алевролиты	2,6	-	-	-	X		
			глины	2,4	-	-	95	IV		
Pg2 ll	330	370	глины	2,1	-	-	95	IV	I	Мягкая
Pg1 tl	370	410	глины	2,4	-	-	90	IV	II	Мягкая
			песчаники	2,6	35	-	8	X		
K2 gn	410	480	глины	2,4	-	-	95	IV	I	Мягкая
K2 sl	480	525	глины	2,4	-	-	95	IV	I	Мягкая
K2 ip	525	680	глины	2,4	-	-	90	IV	II	Мягкая
			песчаники	2,6	32	-	8	X		
K2 kz	680	715	глины	2,4	-	-	90	IV	I	Мягкая
K1-2 pk	715	1560	глины	2,4	-	-	95	IV	I	Мягкая
			песчаники	2,6	31,5	-	5	X		
			алевролиты	2,6	13,5	-	18	VI		
			пески	2,5	38	-	7	X		

Продолжение таблицы В.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K1 al	1560	1605	песчаники	2,2	22	-	5	X	IV	Средняя
			глины	2,4	16	-	95	IV	III	Мягкая
K1 kls	1605	2265	песчаники	2,2	20	-	15	X	IV	Средняя
			глины	2,4	20	-	95	IV		
K1 tr	2265	2330	песчаники	2,3	19	-	20	X	IV	Средняя
K1 klm	2330	2590	аргиллиты	2,4	5	-	95	IV	IV	Средняя
			песчаники	2,3	15	-	20	X		
			алевроиты	2,3	10	-	25	X		
			алевролиты	2,3	10	-	25	VI		
J3 bg	2590	2615	аргиллиты	2,4	5	-	95	IV	IV	Средняя
J3 gr	2615	2622	аргиллиты	2,4	5	-	95	IV	IV	Средняя
			известняки	2,5	18	-	35	IV		
			алевролиты	2,3	10	-	25	VI		
J3 vs	2622	2726	угли	1,2	0	-	0	V	V	Средняя
			алевролиты	2,3	10	-	25	VI	VI	Твердые
			песчаники	2,3	15	-	20	X	V	Средняя
J1-2 tm	2726	3015	песчаники	2,4	15	-	20	X	VI	Твердые
			аргиллиты	2,4	5	-	90	IV		
			алевролиты	2,3	10	-	25	VI		
			угли	1,2	0	-	0	V	V	Средняя
J1slt	3015	3045	алевролиты	2,3	10	-	25	VI	VI	Твердые
			аргиллиты	2,4	5	-	90	IV		
			угли	1,2	0	-	0	V		
J1tg	3045	3050	аргиллиты	2,4	5	-	90	IV	VII	Твердые
			угли	1,2	0	-	0	V	V	Средняя
Pz	3050	3100	известняки	2,65	0,1-16	-	20	IV	VII	Твердые
			туфы, брекчии	2,65	12,7	-	25	VII		
			аргиллиты	2,4	5	-	90	IV		
			алевролиты	2,4	10	-	25	VI		

Продолжение приложения В

Таблица В.6 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, 0С
			Пластового, (кгс/см2)/м		Порового, (кгс/см2)/м		Гидроразрыва, (кгс/см2)/м		Горного, (кгс/см2)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20	0,000	0,100	0,000	0,100	0,000	0,200	0	0,22	3
Pg3nk	20	180	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	10
Pg2-3cg	180	330	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	15
Pg2ll	330	370	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	18
Pg1tl	370	410	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	19
K2gn	410	480	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	20
K2sl	480	525	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	21
K2ip	525	680	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	22
K2kz	680	715	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	23
K1-2pk	715	1560	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,190	0,22	0,23	53
K1al	1560	1605	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,23	0,23	55
K1kls	1605	2265	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	77
K1tr	2265	2330	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	79
K1klm	2330	2590	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	88
J3bg	2590	2615	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	89
J3gr	2615	2622	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	89
J3vs	2622	2726	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	93
J1-2tm	2726	3015	0,100	0,101	0,100	0,101	0,160	0,160	0,24	0,24	103
J1slt	3015	3045	0,101	0,101	0,101	0,101	0,160	0,160	0,24	0,24	104
J1tg	3045	3050	0,101	0,101	0,101	0,101	0,160	0,160	0,24	0,24	104
Pz	3050	3100	0,105	0,105	0,105	0,105	0,155	0,155	0,25	0,25	107

Таблица В.7 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		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					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J1-2tm (Ю11)	2635	2645	Поров.	681	-	126,5	-
J1-2tm (Ю14)	2974	3003	Поров.	681	5-10	126,5	-
J1-2tm (Ю15)	3016	3043	Поров.	683	5-10	126,5	-
Pz (M1)	3050	3100	Порово-трещиновато-каверновый	688	100	106,2	-
Газоносность							
Pz*	3050	3069	Порово-трещиновато-каверновый	732-845	96-503	-	-
Водоносность							
Q	0	20	Поров.	1000	20-160	-	Нет. Минерализ. – 0,1-0,2 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 89 мг/л, Na ⁺ - 82 мг/л
Pg3nk	20	180	Поров.	1000	до 300	-	Да. Минерализ. – 0,11-0,87 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 89 мг/л, Na ⁺ - 82 мг/л
K1-2pk	715	1560	Поров.	1010	100	-	Нет. Минерализ. – 17,8-20,0 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 257,5 мг/л, Na ⁺ - 266,5 мг/л
K1kls- K1klm	1605	2590	Поров.	1014	20	-	Нет. Минерализ. – 0,8-29 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 344 мг/л, Na ⁺ - 93,5 мг/л

Продолжение таблицы В.7

J3vs	2622	2645	Поров.	1020	1-20	-	Нет. Минерализ. – 30-40 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl- - 486 мг/л, Na+ - 155 мг/л
J1-2tm	2730	2970	Поров.	1020	1-10	-	Нет. Минерализ. – 30-40 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl- - 663 мг/л, Na+ - 131 мг/л
Pz	3050	3100	Порово-трещиновато-каверновый	1020-1100	0,1-36,7	-	Нет. Минерализ. – 24-146 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl- - 443,2-2501,3 мг/л, Na+ - 284,7-2311,6 мг/л

Таблица В.8 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – P3nk	0	180	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления. Потеря циркуляции возможна на интервале 3050-3100 м, максимальная интенсивность поглощения 1,5 м ³ /час
K1-2pk	675	1560		
J3vs- J1slt	2622	3045		
Pz	3050	3100		
K1-2pk	675	1560	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности
K1kls- K1tr	1605	2330		
Pz	3050	3100		
Q - P3nk	0	180	Водопроявление	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Характер проявления: увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора. Плотность флюида 1,00-1,016 г/см ³
K1-2pk	675	1560		
K1kls- K1klm	1606	2590		

Продолжение таблицы В.8

J3vs	2622	2645		
J1-2tm	2730	2951	Водопроявление	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Характер проявления: перелив бурового раствора, пленка нефти, пузырьки газа, увеличение водоотдачи. Плотность флюида 0,68-0,69 г/см ³
	2951	2960		
	2974	3003		
	3016	3043		
Pz	3050	3100	Нефтегазопроявление	
Q – Pg2-3cg	0	330	Прихватоопасность	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
Pg2ll - K2sl	330	525		
K1-2pk	675	1560		
K1al	1560	1605		
Pz	3050	3100		
Pg2-3 cg + K2 sl	180	525		
K1-2kz	680	715	Кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок скважины вследствие некачественного бурового раствора
K1al+ K1kls	1560	2265	Незначительное кавернообразование, сужение ствола	

Таблица Г.1 – Результаты проектирования профиля основного ствола

Тип профиля	Пятиинтервальный (J-образный)										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	3100			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м					0,15		
Глубина вертикального участка скважины, м	300			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град					0,3		
Отход скважины, м	2500			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м					-		
Длина интервала бурения по пласту, м	700			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м					0,15		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце участка набора угла, град					32°57'		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					85°55'		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	32°57'			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					85°55'		
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0,00	300,00	300,00	0,00	0,00	0,00	0	0	0,00	300,00	300,00
2	300,00	507,80	207,80	0,00	61,46	61,46	0	32°57'	300,00	519,71	219,71
3	507,80	2963,39	2455,59	61,46	1653,34	1591,88	32°57'	32°57'	519,71	3446,14	2926,43
4	2963,39	3050,00	86,61	1653,34	1800,00	146,66	32°57'	85°55'	3446,14	3622,69	176,55
5	3050,00	3100,00	50,00	1800,00	2500,00	700,00	85°55'	85°55'	3622,69	4324,47	701,78
Итого	Σ		3100	Σ		2500	-	-	Σ		4324,47

Таблица Г.2 – Результаты проектирования профиля пилотного ствола

№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0,00	300,00	300,00	0,00	0,00	0,00	0	0	0,00	300,00	300,00
2	300,00	507,80	207,80	0,00	61,46	61,46	0	32°57'	300,00	519,71	219,71
3	507,80	3100,00	2592,20	61,46	1741,77	1680,31	32°57'	32°57'	519,71	3608,88	3089,17
Итого	Σ		3100,00	Σ		1741,77	-	-	Σ		3608,88

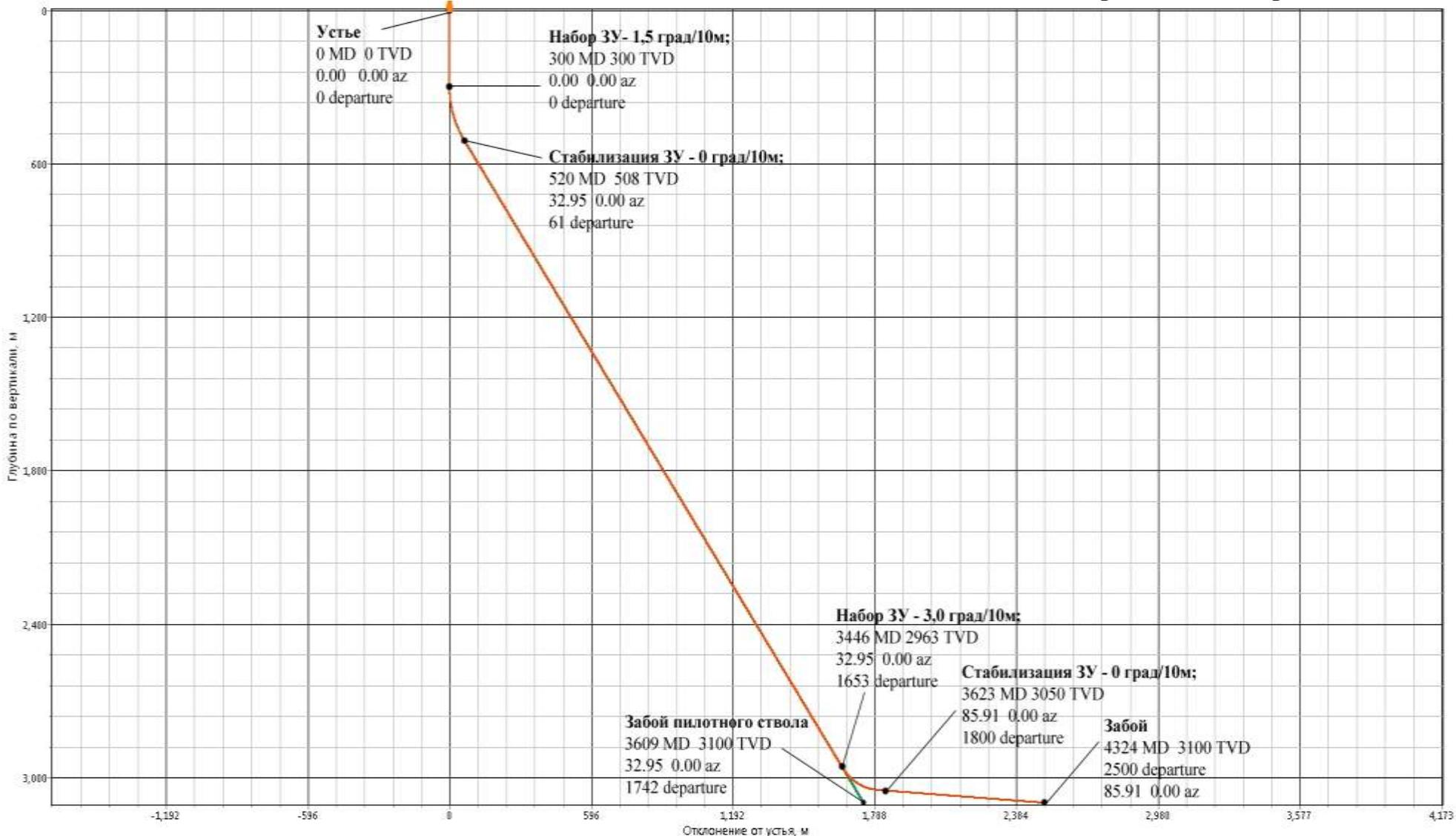


Рисунок Г.1 – Построение профиля скважины

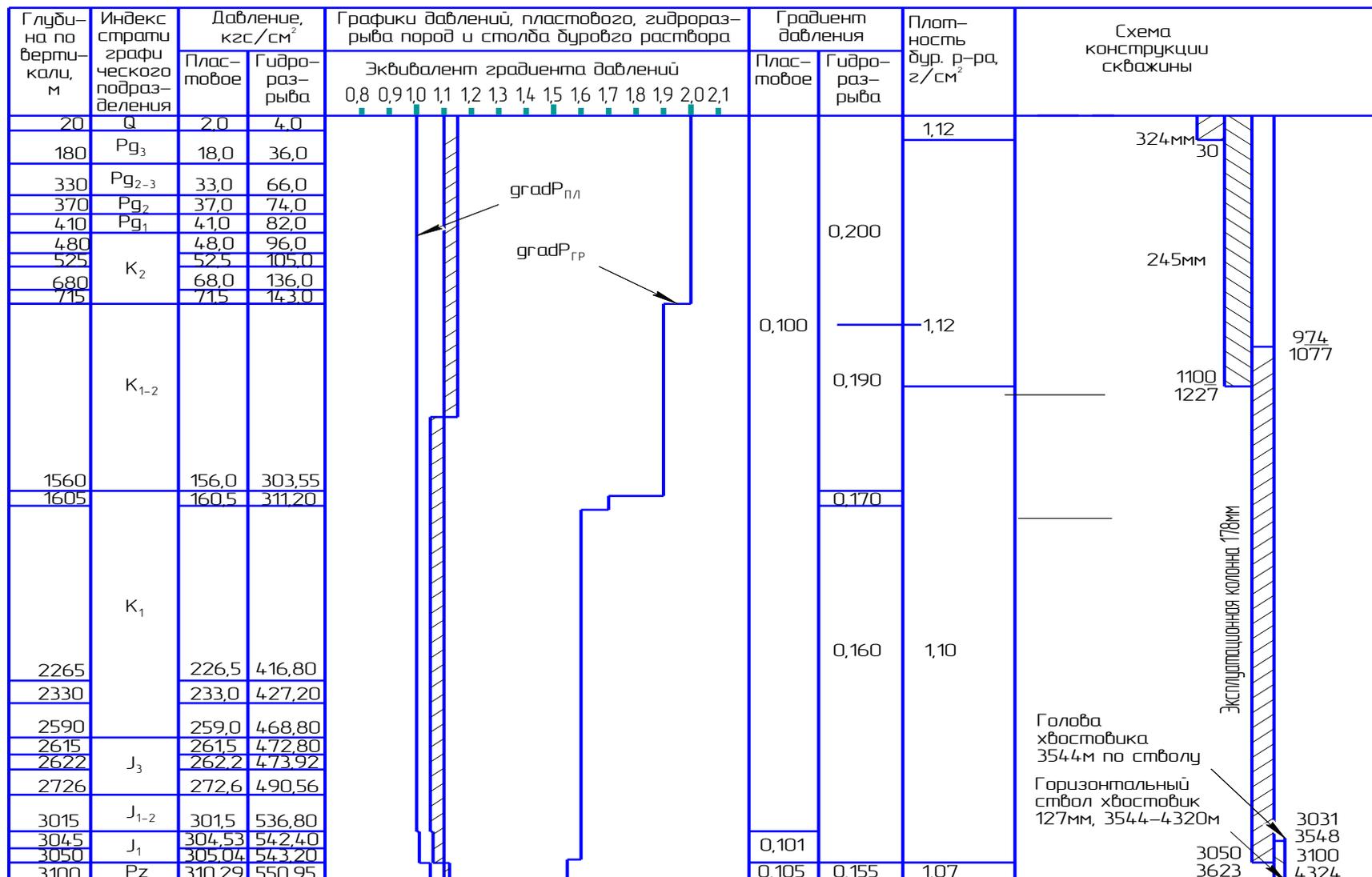


Рисунок Д.1 – Построение совмещенного графика давлений

Таблица Д.1 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектированная по вертикали	Расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	30	30	30	30	30	30	323,9	393,7
Кондуктор	1100	1100	1227	1227	1100	1227	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3050	3050	3623	3623	974-3050	1077-3623	177,8	220,7
Хвостовик	3100	3100	4324	4324	-	-	127	155,6

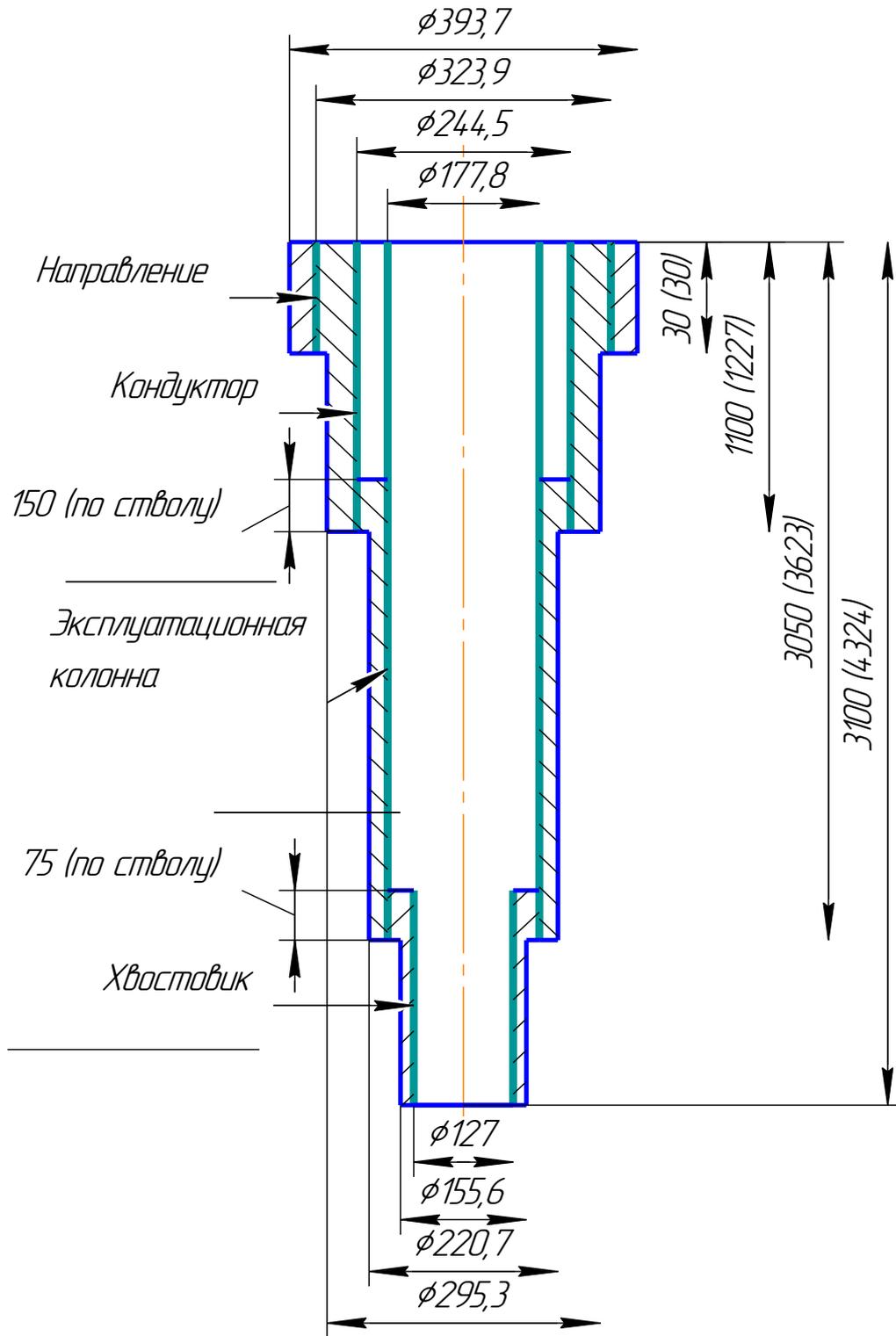


Рисунок Д.2 – Проектная конструкция скважины

Таблица Е.1 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал (по верт.), м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240 (3/4)	30-1100	240	9,475	2047	35-64	138-240	12,0-17,0	131-324
ДГР-178 7/8	1100-3050	178	6,984	1036	25-35	96-144	9,0-12,0	62-128
ДР-127 7/8	3050-3100	127	5,740	418	10-20	120-240	3,8-5,5	33-96

Продолжение приложения Е

Таблица Е.2 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-1100	1100-3050	3045-3100	3050-3100
Исходные данные					
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207	0,1556
K	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3
K_k	1,3	1,3	1,25	1,2	1,2
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,1	0,1	0,1
V_m , м/с	30	30	25	10	15
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,089
d_{max} , м	0,24	0,24	0,178	0,178	0,127
$d_{нmax}$, м	0,02	0,0111	0,0071	0,0064	0,0056
n	3	6	7	8	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпmax}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,12	1,11	1,07	1,07	1,07
$\rho_{п}$, г/см ³	2,3	2,3	2,5	2,5	2,5
Результаты проектирования					
Q_1 , л/с	61	35	15,2	11,4	5,7
Q_2 , л/с	82	44	22	11	7,3
Q_3 , л/с	147	57	34	32	15
Q_4 , л/с	73	38	17,5	16,5	8
Q_5 , л/с	35	39	29	30	20
Q_6 , л/с	-	50	30	30	14
Дополнительные проверочные расчеты					
$Q_{табл}$, л/с	-	50	35	35	10
$\rho_{табл}$, кг/м ³	1000	1000	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1120	1100	1070	1070	1070
M , Н*м	-	4510	2678	4590	3310
$M_{табл}$, Н*м	-	12000	10000	10000	5000
m	2	2	2	2	2
n	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Q_n , л/с	46,0	24,6	16,4	16,4	8,2
$Q_{пров1}$, л/с	-	29	18	23	5,56
$Q_{пров2}$, л/с	82,8	44	29,5	29,5	14,8

Окончание приложения Е

Таблица Е.3 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-1100	1100-3050	3045-3100	3050-3100
Исходные данные					
Q_1 , л/с	61	35	15,2	11,4	5,7
Q_2 , л/с	82	44	22	11	7,3
Q_3 , л/с	147	57	34	32	15
Q_4 , л/с	73	38	17,5	16,5	8
Q_5 , л/с	35	39	29	30	20
Q_6 , л/с	-	50	30	30	14
Области допустимого расхода бурового раствора					
ΔQ , л/с	82-147	42-57	29-34	30-32	8-15
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
Q , л/с	82,8	44,0	29,5	29,5	14,8
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)					
$Q_{тн}$, л/с	-	64	35	35	10
ρ_1 , кг/м ³	-	1000	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	-	1110	1070	1070	1070
$M_{тм}$, Н*м	-	12000	10000	10000	5000
$M_{тб}$, Н*м	-	6,2	7,6	7,6	5,7

Приложение Ж

Исходные данные необходимые для расчета компоновки бурильных труб эксплуатационной колонны представим в таблице Ж.1.

Таблица Ж.1 – Исходные данные для расчета КБТ

Параметр	Значение
Глубина скважины (по вертикали) L , м	3045 м
Длина вертикального участка H , м	200
Зенитный угол α , рад	0,57516
Радиус искривления R , м	382
Длина бурильной колонны l , м	3543,37
Отклонение забоя от вертикали A , м	1706,25
Диаметр долота D_d , мм	220,7
Нагрузка на долото G , тс	9,17
Плотность бурового раствора ρ , г/см ³	1,07
Модуль упругости стали E , МПа	$2,1 \cdot 10^5$

Осуществим предварительные расчеты [16]:

Площадь сечения (по металлу) вычисляется по формуле:

$$F = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = 0,0034 \text{ м}^2, \quad (2.3.1)$$

где F – площадь сечения по металлу трубы, м²

D – наружный диаметр бурильной трубы, м

d – внутренний диаметр трубы, м

Площадь проходного сечения:

$$F_{II} = \frac{\pi}{4} d^2 = 0,00926 \text{ м}^2, \quad (2.3.2)$$

где F_{II} – площадь проходного сечения

Осейвой момент инерции определяется по формуле:

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) = 0,00926 \text{ м}^4, \quad (2.3.3)$$

где I – осевой момент инерции, м⁴

Осейвой момент сопротивления:

$$W = \frac{\pi}{32} D^3 \left(1 - \left(\frac{d}{D} \right)^4 \right) = 9,357 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3, \quad (2.3.4)$$

где W – осевой момент сопротивления, м³

Продолжение приложения Ж

Расчет бурильной колонны на статическую прочность [16]:

1) Перепад давления – $P_{зд}$ и сила тяжести – $G_{зд}$ забойного гидравлического двигателя: $P_{зд} = 6,7$ МПа; $G_{зд} = 10,16$ кН.

2) Осевое гидравлическое усилие на корпусе забойного двигателя (направленное вниз и растягивающее колонну труб):

$$F_{зд} = P_{зд} \cdot F_{п} = 62 \text{ кН}, \quad (2.3.5)$$

3) Длина и число УБТ (с учетом наклонного расположения УБТ в скважине и длины одной трубы l_0)

Число УБТ: $j=5$; фактическая длина: $l_{убт} = 42$ м

4) Длина колонны бурильных труб (пренебрегая длиной забойного двигателя)

$$l_{бт} = l - l_{убт} = 3501,37 \text{ м}, \quad (2.3.6)$$

где $l_{бт}$ – длина бурильной колонны, м;

l – длина интервала, м.

5) Сила тяжести УБТ

$$G_{убт} = q_{убт} \cdot l_{убт} = 58,52 \text{ кН}, \quad (2.3.7)$$

где $G_{убт}$ – сила тяжести УБТ, кН

$q_{убт}$ – вес одного метра УБТ, кН

6) Сила тяжести бурильных труб

$$G_{бт} = q \cdot l_{бт} = 935,22 \text{ кН}, \quad (2.3.8)$$

где $G_{бт}$ – сила тяжести бурильных труб, кН;

q – вес одного метра трубы, кН;

7) Забойное (гидростатическое) давление в нижнем сечении бурильных труб.

$$p_{заб} = \rho \cdot g \cdot (L - l_{убт} \cdot \cos \alpha) = 31,6 \text{ МПа}, \quad (2.3.9)$$

где $p_{заб}$ – забойное давление в нижнем сечении бурильных труб, МПа;

ρ – плотность промывочной жидкости, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

α – зенитный угол в интервале, рад.

8) Выталкивающая (архимедова) сила, действующая на бурильные трубы в продольном направлении

Продолжение приложения Ж

$$F_A = p_{\text{заб}} F = 107,56 \text{ кН}, \quad (2.3.10)$$

где F_A – выталкивающая сила, кН

9) Коэффициент трения и сила трения КНБК при поступательном движении труб:

– в открытом стволе (металл о горную породу): $f_3=0,4$;

– внутри обсадной колонны (металл по металлу): $f_2=0,2$.

Сила трения КНБК:

$$F_{\text{тр.КНБК}} = f_3 \cdot (G_{\text{УБТ}} + G_{\text{ЗД}}) \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 12,85 \text{ кН}, \quad (2.3.11)$$

где $F_{\text{тр.КНБК}}$ – сила трения КНБК, кН;

$G_{\text{ЗД}}$ – вес забойного двигателя, кН;

k_A – коэффициент Архимеда.

10) Продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб

$$N(l_{\text{БТ}}) = (G_{\text{УБТ}} + G_{\text{ЗД}}) \cdot k_A \cdot \cos \alpha + F_{\text{тр.КНБК}} + F_{\text{ЗД}} - F_A = 16,9 \text{ кН}, \quad (2.3.12)$$

где $N(l_{\text{БТ}})$ – продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб, кН.

11) Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на участке стабилизации

$$F_{\text{н3}} = [q \cdot (l_{\text{Ш}} - l_{\text{УБТ}}) + G_{\text{УБТ}} + G_{\text{ЗД}}] \cdot k_A \cdot \sin \alpha = 405,4 \text{ кН}, \quad (2.3.13)$$

где $F_{\text{н3}}$ – суммарная поперечная сила на участке стабилизации, кН;

$l_{\text{Ш}}$ – длина участка стабилизации, м.

12) Суммарная сила трения на участке стабилизации

$$F_{\text{тр3}} = f_3 \cdot F_{\text{н3}} = 162,17 \text{ кН}, \quad (2.3.14)$$

где $F_{\text{тр3}}$ – суммарная сила трения на участке стабилизации, кН.

13) Продольное усилие в начале участка стабилизации

$$N_3 = N(l_{\text{БТ}}) + q \cdot (l_{\text{Ш}} - l_{\text{УБТ}}) \cdot \cos \alpha + F_{\text{тр3}} - F_{\text{тр.КНБК}} = 835,9 \text{ кН}, \quad (2.3.15)$$

где N_3 – продольное усилие в начале участка стабилизации, кН.

14) Поперечная прижимающая сила на участке искривления профиля (сила реакции стенки скважины)

$$F_{\text{н2}} = q \cdot R \cdot [2(1 - \cos \alpha) - \alpha \cdot \sin \alpha] - N_3 \cdot \alpha = -480 \text{ кН}, \quad (2.3.16)$$

где F_{n2} – поперечная прижимающая сила на участке искривления профиля, кН;
 R – радиус кривизны, м.

15) Сила трения на участке искривления

$$F_{тр2} = f_2[F_{n2}] = 96 \text{ кН}, \quad (2.3.17)$$

где $F_{тр2}$ – сила трения на участке искривления, кН.

16) Продольное усилие в сечении изгиба

$$N(H) = N_3 + g \cdot h + F_{тр2} = 1010,5 \text{ кН}, \quad (2.3.18)$$

где $N(H)$ – продольное усилие в сечении изгиба, кН;

h – длина вертикального участка, м.

17) Суммарное продольное (вертикальное) усилие от веса бурильной колонны в жидкости (включая забойный двигатель)

$$G_{БК} = [(G_{зд} + G_{УБТ}) \cdot \cos\alpha + q \cdot (L - L_{УБТ} \cdot \cos\alpha)] k_A = 728,7 \text{ кН} \quad (2.3.19)$$

где $G_{БК}$ – суммарное продольное (вертикальное) усилие от веса бурильной колонны в жидкости, кН.

18) Суммарная сила трения на невертикальных участках профиля

$$F_{тр} = F_{тр2} + F_{тр3} = 258 \text{ кН} \quad (2.3.20)$$

где $F_{тр}$ – суммарная сила трения на невертикальных участках профиля, кН.

19) Продольное усилие в верхнем сечении колонны (без учета высоты положения стола ротора относительно уровня земли)

$$N(0) = G_{БК} + F_{тр} + F_{зд} = 1049 \text{ кН} \quad (2.3.21)$$

где $N(0)$ – продольное усилие в верхнем сечении колонны, кН.

20) Изгибающий момент (как стержня, упругая линия которого совпадает с искривленным участком профиля скважины)

$$M_{II} = \frac{EI}{R} = 3266H \cdot \text{м} \quad (2.3.22)$$

где M_{II} – изгибающий момент, $H \cdot \text{м}$.

21) Напряжение изгиба

$$\sigma_{II} = \frac{M_{II}}{W} = 34,9 \text{ МПа} \quad (2.3.23)$$

где σ_{II} – напряжение изгиба, МПа.

22) Нормальное напряжение:

– в сечении изгиба

$$\sigma(H) = \frac{N(H)}{F} + \sigma_{II} = 332 \text{ МПа} \quad (2.3.24)$$

где $\sigma(H)$ – нормальное напряжение в сечении изгиба, МПа.

– в верхнем сечении $\sigma(0)$

$$\sigma(0) = \frac{N(0)}{F} = 308 \text{ МПа} \quad (2.3.25)$$

где $\sigma(0)$ – нормальное напряжение в верхнем сечении, МПа.

Растягивающее напряжение в верхнем сечении от веса буровой колонны без учета КНБК, $\sigma_{БК}(0)$

$$\sigma_{БК}(0) = \frac{G_{БК}}{F} = 202,9 \text{ МПа}, \quad (2.3.26)$$

где $\sigma_{БК}(0)$ – растягивающее напряжение в верхнем сечении от веса буровой колонны, МПа.

23) Коэффициент запаса статической прочности $k_{СТ} = 1,3$

24) Требуемый предел текучести материала буровых труб

– в сечении изгиба

$$\sigma_T(H) = k_{СТ} \sigma(H) = 431 \text{ МПа}, \quad (2.3.27)$$

где $\sigma_T(H)$ – требуемый предел текучести в сечении изгиба, МПа.

– в верхнем сечении

$$\sigma_T(0) = k_{СТ} \sigma(0) = 400,5 \text{ МПа}, \quad (2.3.28)$$

где $\sigma_T(0)$ – требуемый предел текучести в верхнем сечении, МПа.

25) Допускаемая растягивающая нагрузка в верхнем сечении, соответствующая пределу текучести материала труб, $[N(0)]$

$$[N(0)] = \sigma_T(0) F = 1364 \text{ кН}, \quad (2.3.29)$$

где $[N(0)]$ – допускаемая растягивающая нагрузка в верхнем сечении, кН

26) Допускаемое усилие для ликвидации прихвата

$$\Delta G = [N(0)] - N(0) = 315 \text{ кН}, \quad (2.3.30)$$

где ΔG – допускаемое усилие для ликвидации прихвата, кН

На основании полученных значений требуемых пределов текучести труб выберем группу прочности Е. Предел прочности – 530 МПа > 431 МПа соблюдается [16].

Произведем расчет на избыточное внутреннее давление [16]:

1) Предельное внутреннее давление жидкости, соответствующее пределу текучести материала труб

$$p_{BH} = \frac{2\delta c}{D} \sigma_T = 67,1 \text{ МПа}, \quad (2.3.31)$$

где p_{BH} – предельное внутреннее давление, соответствующее пределу текучести, МПа;

c – коэффициент, учитывающий допускаемое по ГОСТ отклонение толщины стенки от номинального значения, принимается равным 0,875;

δ – толщина стенки, м.

2) Избыточное давление в верхнем сечении

$$\Delta p(0) = P_D + P_{ЗД} + P_{БК} + P_{КП} = 11,8 \text{ МПа}, \quad (2.3.32)$$

где $\Delta p(0)$ – избыточное давление в верхнем сечении, МПа;

P_D – потери давления в долоте, МПа;

$P_{ЗД}$ – потери давления в забойном двигателе, МПа;

$P_{БК}$ – потери давления в буровой колонне, МПа;

$P_{КП}$ – потери давления в кольцевом пространстве, МПа.

3) Коэффициент запаса прочности трубы на внутреннее давление

$$n_{BH} = \frac{p_{BH}}{\Delta p(0)} = 5,7 \quad (2.3.33)$$

n_{BH} – коэффициент запаса прочности трубы на внутреннее давление.

Коэффициент запаса на внутреннее давление $[n_{BH}] = 1,15$. Необходимо соблюдение условия: $[n_{BH}] < n_{BH}$ [16]. $1,15 < 5,7$ - соблюдается.

Приложение И

Таблица И.1 - Результаты проведения исследований

Время разрушения, инструмент - острый профиль, масса груза - 3 кг, частота вращения шпинделя - 180 об/мин. Время в секундах. Температура - комнатная.												
Среда/ Температура	25 °С		40 °С		55 °С		70 °С		85 °С		95 °С	
	Результаты	Среднее	Результаты	Среднее	Результаты	Среднее	Результаты	Среднее	Результаты	Среднее	Результаты	Среднее
Нефть	196,00	202,67	257,00	233,33	240,00	226,00	273,00	368,33	572,00	620,33	1401,00	1536,33
	237,00		212,00		237,00		358,00		759,00		1535,00	
	175,00		231,00		201,00		474,00		530,00		1673,00	
Вода	371,00	227,67	260,00	266,33	578,00	776,67	900,00	Разрушения нет	900,00	Разрушения нет	900,00	Разрушения нет
	245,00		256,00		855,00		900,00		900,00		900,00	
	67,00		283,00		897,00		900,00		900,00		900,00	
Раствор NaCl	347,00	443,33	269,00	292,33	902,00	1051,00	900,00	Разрушения нет	900,00	Разрушения нет	900,00	Разрушения нет
	438,00		298,00		1090,00		900,00		900,00		900,00	
	545,00		310,00		1161,00		900,00		900,00		900,00	
БРО	106,00	113,33	354,00	292,33	376,00	379,33	1165,00	1263,00	1866,00	1652,00	1471,00	1531,67
	90,00		246,00		371,00		1422,00		1524,00		1516,00	
	144,00		277,00		391,00		1202,00		1566,00		1608,00	
Дизельное топливо	57,00	77,33	76,00	78,33	76,00	124,33	351,00	373,67	555,00	508,67	1393,00	1387,67
	88,00		55,00		181,00		424,00		531,00		1317,00	
	87,00		104,00		116,00		346,00		440,00		1453,00	
Щелочь	328,00	325,67	380,00	319,67	646,00	587,67	900,00	Разрушения нет	900,00	Разрушения нет	900,00	Разрушения нет
	276,00		245,00		565,00		900,00		900,00		900,00	
	373,00		334,00		552,00		900,00		900,00		900,00	

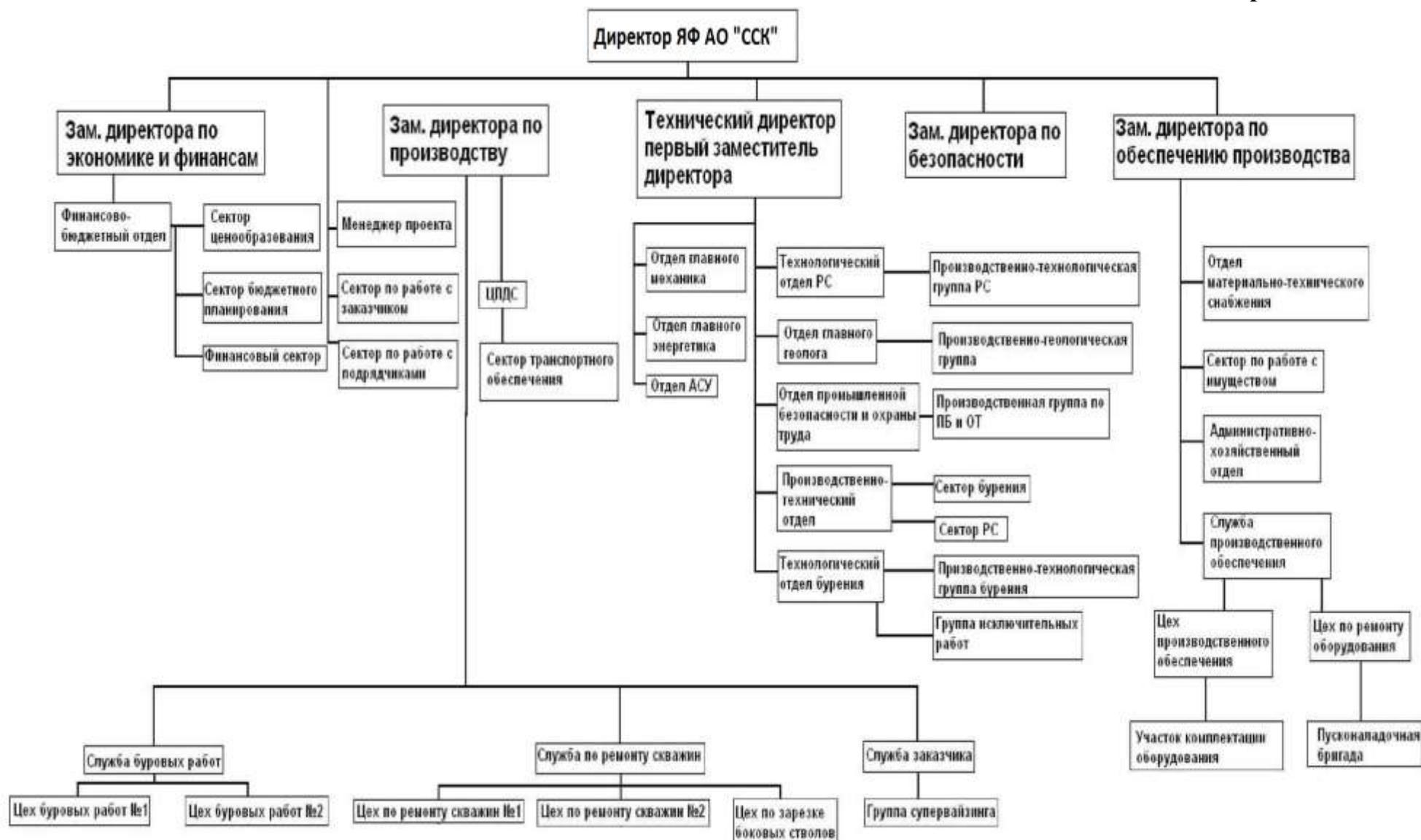


Рисунок К.1 – Организационная структура управления Ямальского филиала АО "ССК"

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под пилотный ствол Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 220,7 В613У	1227	3546	2900	0,06	2319	1	128,68	9,99	138,67 0,60 19,60 0,27 0,43 2,22 0,95 - 15,46 8,91 1,30 188,41
Бурение под отбор керна Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	Бурголовка БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	3546	3610	2000	0,06	64	1	3,94	10,21	14,15 0,89 0,60 0,70 0,43 1,28 0,55 - 17,12 1,79 0,30 37,81
Бурение под эксплуатационную колонну Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец	БИТ 220,7 В613У	3446	3623	2900	0,06	177	1	10,62	10,21	20,83 0,88 0,60 0,27 0,43 2,22 0,95

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Крепление (ЕНВ)	БИТ 220,7 В613У	3446	3623	2900	0,06	177	1	10,62	10,21	55,93
ПГИ (ЕНВ)										11,23
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,67
Смена вахт (ЕНВ)										0,8
Итого:										98,81
Бурение под хвостовик	БИТ 155,6 ВТ613	3623	4324	2700	0,06	701	1	42,11	12,30	54,41
Промывка (ЕНВ)										0,99
Нарращивание (ЕНВ)										6,20
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,80
Установка и вывод УБТ за палец										1,20
Крепление (ЕНВ)										53,00
ПГИ (ЕНВ)										15,52
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,74
Смена вахт (ЕНВ)										1,20
Итого:										142,76
Испытание скважины на продуктивность										

Продолжение приложения К

Таблица К.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	256,99	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,94	-	-	0,04	9,20	1,32	304,10	7,24	1663,71	2,27	521,29
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,76	-	91,23	-	499,11	-	156,39
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	4	71,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	21,54	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,04	0,58	1,32	19,04	7,24	104,19	2,27	32,65
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,17	-	5,71	-	31,26	-	9,79
Содержание бурового оборудования	сут	236,71	4	946,84	0,04	9,47	1,32	313,05	7,24	1712,70	2,27	536,64
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	4	5268,00	0,04	52,68	1,32	1741,73	7,24	9529,04	2,27	2985,75
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	459,97	4	1839,88	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	482,97	-	-	-	-	1,32	638,73	7,24	3494,49	2,27	1094,93
Прокат ВЗД	сут	19,77	4	79,08	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	175,44	-	-	-	-	1,32	232,02	7,24	1269,38	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	2,27	546,25
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	10,90	4	43,60	0,24	2,62	2,78	30,27	11,2	122,22	3,74	40,77
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора	сут.	22,86	4	91,44	0,24	5,49	2,78	63,49	11,2	256,32	3,74	85,50

Продолжение приложения К

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,24	35,88	2,78	415,18	11,2	1676,04	3,74	559,06
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,16	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	-	0,24	25,90	2,78	299,78	11,2	1210,17	3,74	403,66
Эксплуатация трактора	сут	177,60	4	710,40	0,04	7,10	1,32	234,88	7,24	1285,01	2,27	402,63
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,32	132,78	7,24	726,44	2,27	227,62
Амортизация кухни-столовой	сут	19,41	4	77,64	0,24	4,66	2,78	53,91	11,2	217,63	3,74	72,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,24	46,59	2,78	539,17	11,2	2176,57	3,74	726,01
Порошок бентонитовый марки Б	т	339,8	-	-	-	-	-	-	22	7475,6	-	-
Порошок бентонитовый марки В	т	319,1	-	-	4	1276,4	9	2871,9	-	-	-	-
Сода каустическая	т	400,0	-	-	0,2	80	0,2	80	0,3	120	0,3	120
Сода кальцинированная марки	т	216	-	-	0,1	21,6	0,1	21,6	0,1	21,6	0,1	21,6
Ксантановая смола Duo-Vis	т	3000	-	-	-	-	-	-	-	-	0,5	1500
Poluras R, Poluras ELV	т	983	-	-	0,5	491,5	0,5	491,5	0,5	491,5	0,5	491,5
Realub, SAPP	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	1	1054,1	1	1054,1
Мраморная крошка	т	315	-	-	-	-	-	-	-	-	15	4725
Барит	т	270	-	-	0,5	135	10	2700	22	5940	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	7,5	2,625	14	4,9
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	13,2	220,18	11,5	191,82	18,5	308,58
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	26,5	532,12	38,4	771,07	48,5	973,88	70,8	1421,66
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				11626,4		2745,1		12272,4		41950,5		18048,9
Затраты, зависящие от объема работ												
Ш 393,7 М-ЦГВ	шт	2909,1	-	-	0,06	174,55	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 В516У	шт	4910,6	-	-	-	-	0,77	3785,11	-	-	-	-
БИТ 220,7 В613У	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,50	2617,20	-	-
БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	шт	8925,1	-	-	-	-	-	-	0,04	353,82	-	-
БИТ 155,6 ВТ613	шт	4895,3	-	-	-	-	-	-	-	-	0,23	1134,54
Калибратор 393,7	шт	471,2	-	-	-	-	0,39	183,6	-	-	-	-
Калибратор 295,3	шт	458,9	-	-	-	-	-	-	0,77	354,1	-	-

Продолжение приложения К

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,4	90,34	24,8	121,77	48,6	238,63	60,9	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена	1268										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0		455,06		4267,56		3216,26		1440,17	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	11626,41		3200,18		16540,00		45166,76		19489,03	
Всего по сметному расчету, руб	97290,4											

Таблица К.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭЖ		хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,62	132,78	1,91	409,05	2,33	498,99	2,21	473,29
Социальные отчисления, 30%		-	-	39,83	-	122,71	-	149,70	-	141,99
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	17,95	0,62	11,13	1,91	34,28	2,33	41,82	2,21	39,67
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,34	-	10,29	-	12,55	-	11,90
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,86	0,62	14,17	1,91	43,66	2,33	53,26	2,21	50,52
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	236,71	0,62	146,76	1,91	452,12	2,33	551,53	2,21	523,13
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,62	888,46	1,91	2737,03	2,33	3338,89	2,21	3166,93
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,62	260,03	1,91	801,05	2,33	977,20	2,21	926,87
Плата за подключенную мощность	сут	149,48	0,62	92,68	1,91	285,51	2,33	348,29	2,21	330,35

Продолжение приложения К

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	107,93	0,62	66,92	1,91	206,15	2,33	251,48	2,21	238,53
Эксплуатация ДВС	сут	10,9	0,62	6,76	1,91	20,82	2,33	25,40	2,21	24,09
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,62	62,25	1,91	191,76	2,33	233,93	2,21	221,88
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	0,62	120,35	1,91	370,77	2,33	452,30	2,21	429,01
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,62	11,41	1,91	35,14	2,33	44,87	2,21	40,66
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,62	21,03	1,91	64,79	2,33	79,03	2,21	74,96
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,41	16	131,36	5	41,05
Башмак колонный БК-339	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БК-178	шт	47,5	-	-	-	-	1	47,5	-	-
Башмак колонный БК-127	шт	34	-	-	-	-	-	-	1	34
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,4	-	-	18	457,2	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,7	-	-	-	-	84	1570,8	-	-
ЦОКДМ-339	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-245	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОД-178	шт	105	-	-	-	-	1	105	-	-
ЦКОД-127	шт	95	-	-	-	-	-	-	1	95
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-178	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -127	шт	29,5	-	-	-	-	-	-	1	29,5
ПХЦ31 127/178	шт	700	-	-	-	-	-	-	1	700
Головка цементировочная ГЦУ-339	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-178	шт	2980	-	-	-	-	1	2980	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-127	шт	2750	-	-	-	-	-	-	1	2750
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	6178,76		9971,99		11920,03		10341,34	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 339х9,5	м	80,17	30	2405,1	-	-	-	-	-	-

Продолжение приложения К

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Обсадные трубы 245x7,9	м	54,92	-	-	1227	67386,84	-	-	-	-
Обсадные трубы 178x8,1 Л	м	42,53	-	-	-	-	712	30281,36	-	-
Обсадные трубы 178x8,1 Е	м	41,3	-	-	-	-	2441	100813,3	-	-
Обсадные трубы 178x9,2 Е	м	48,02	-	-	-	-	471	22569	-	-
Хвостовик 127	м	23,34	-	-	-	-	-	-	800	18672
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-П-150	т	30,82	1,56	48,08	33,34	1027,54	19,2	591,74	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32	-	-	-	-	38,8	1284,28	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	1,56	9,38	33,34	200,37	58	348,58	6,5	39,07
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,67	60,85	1,5	54,6
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2	8,5	312,8
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	5	184
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,02	37,90	57,91	1086,39	124,9	2343,12	15,36	288,15
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,28	3	112,56
Транспортировка вахт, руб						1268				
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	9213,06		80163,63		172711,05		31193,82	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб						293281,55				
Всего по сметному расчету, руб						332961,66				

Продолжение приложения К

Таблица К.4 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2017 г.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	93 656	19 124 555
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	204 924	41 845 481
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	97 290	19 866 618
3.2	Крепление скважины	155 938	31 842 500
	Итого по главе 3	253 228	51 709 118
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 0337	2 866 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	28 989	5 919 554
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	31 044	6 339 154
	Итого по главе 5	31 044	6 339 154
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	1 194	243 880
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 884	6 714 913
	Итого по главе 6	50 202	10 251 175
	ИТОГО прямых затрат	662 042	135 189 036
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	165 511	33 797 259
	Итого по главе 7	165 511	33 797 259
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	66 204	13 518 904
	Итого по главе 8	66 204	13 518 904
	ИТОГО по главам 1-8	893 757	182 505 199
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	218 970	7 298 724
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	39 325	1 310 791

Продолжение приложения К

Продолжение таблицы К.4

1	2	3	4
9.3	Северные надбавки 2,98%	26 624	887 763
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 150 000
9.6	Транспортировка керна в п. Каргасок	-	11 456
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	352 960	32 000 021
	ИТОГО по гл 1-9	1 246 717	214 505 220
10	Глава 10 Расходы на геолого-технический контроль		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 788	365 011
	Итого по главе 10	1 788	365 011
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	62 425	10 544 747
	Итого по главе 11	62 425	10 544 747
	ИТОГО	1 310 930	225 414 977
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		225 414 977
	НДС		40 574 696
	ВСЕГО с учетом НДС		265 989 672

Таблица К.5 – Расчет эффективности внедрения долота с резами PDC

№ п/п	Показатель	Используемое долото: Шарошечное долото 220,7 MTR435 (R844)	Внедряемое долото БИТ 220,7 B613У
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	1950	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	1227-3609 3446-3623	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	1100	3200
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	15,5	25,5
7	Время СПО, ч	10,21	
8	Цена долота в ценах 2017 г., руб	50 000	381 600

Продолжение таблицы К.5

Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	$2382 + 177 = 2559$	
10	Количество долблений	$2559/1100 = 2,33$	$2559/3200 = 0,8$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$2559/15,5 = 165,1$	$2559/25,5 = 100,4$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$165,1 + 3 \cdot 10,21 = 195,73$	$100,4 + 10,21 = 110,61$
13	Экономия времени, ч	$195,73 - 110,61 = 85,12$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$50\,000 \cdot 2,33 = 116\,500$	$381\,600 \cdot 0,8 = 305\,280$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$195,73 \cdot 45825,4 = 8\,969\,406$	$110,61 \cdot 45825,4 = 5\,068\,747$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$116\,500 + 8\,969\,406 = 9\,085\,906$	$305\,280 + 5\,068\,747 = 5\,374\,027$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$9\,085\,906 - 5\,374\,027 = 3\,711\,879$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$3\,711\,879/2559 = 1450,5$	
20	Экономический эффект на долото	$1450,5 \cdot 3200 = 4\,641\,662$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$381\,600/4\,641\,662 = 0,08$	

Приложение Л

Таблица Л.1 – Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

Правовые и организационные вопросы	Особенности трудового законодательства применительно к конкретным условиям проекта	Нормативный документ
Ограничения к работе	Работы, выполняемые при строительстве скважин, относятся к вахтовому методу. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением	Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016), статья 298
Надбавки к заработной плате от климатических условий	Предполагаемые проектом работы будут проводиться в Парабельском районе Томской области, приравненном к районам Крайнего Севера. Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов: устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях.	Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016), статья 302
Компенсации при работе во вредных условиях труда	На работников занятых бурением нефтяных и газовых скважин воздействуют химические вещества, загрязняющие воздушную среду в зоне дыхания – выхлопные газы дизельных двигателей, вращающих буровую колонну. Минимальный размер повышения оплаты труда работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет 4 процента тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.	Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016), статья 147
Компенсации при выполнении работ в условиях, отклоняющихся от нормальных	Строительство скважины является непрерывным процессом, поэтому работникам вахт приходится работать в ночные смены и праздничные дни. При выполнении работ в условиях, отклоняющихся от нормальных: сверхурочной работе, работе в ночное время, выходные и нерабочие праздничные дни – работнику производятся соответствующие выплаты, предусмотренные трудовым законодательством и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, коллективным договором, соглашениями.	Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016), статья 149

Продолжение таблицы Л.1

Пенсионное обслуживание	Лицам, которые проработали не менее 15 календарных лет в районах Крайнего Севера либо не менее 20 календарных лет в приравненных к ним местностях, по достижении мужчинами возраста 55 лет, а женщинами – возраста 50 лет при наличии 25 лет страхового стажа у мужчин и 20 лет страхового стажа у женщин трудовая пенсия по старости устанавливается досрочно.	Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016)
Особенности социального страхования	Обязательному социальному страхованию применительно к конкретным условиям проекта подлежат все физические лица, выполняющие работу на основании трудового договора, заключенного со страхователем	Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016)