

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 3003 метров на нефтяном месторождении Томской области

УДК 622.323:622.243.23/.24(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Губарев Максим Игоревич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
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 <i>результатов</i>
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , 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

 (Подпись) (Дата) Ковалев А.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б3В	Губарев Максим Игоревич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 3003 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Парбельский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	- Геологические условия бурения - Интервал отбора керна: 2993-3035 в пилотном стволе - Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком и пилотным стволом - Данные по профилю: длина вертикального участка 150 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: 1000 метров / 600 метров - Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2960 м - Диаметр хвостовика: 114 мм - Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый - Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол - Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ - Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ - Геологические условия бурения - Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) - Зоны возможных осложнений - Исследовательские работы ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ - Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины - Обоснование конструкции скважины - Обоснование конструкции эксплуатационного забоя - Построение совмещенного графика давлений - Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска - Выбор интервалов цементирования - Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

	2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Татьяна Святославовна, к.х.н., ст. пр-пель каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, к.т.н., 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
2Б3В	Губарев Максим Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Губареву Максиму Игоревичу

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
2Б3В	Губарев Максим Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗВ	Губареву Максиму Игоревичу

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 3003 метров. Область применения: добыча углеводородов (нефть).
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1 Производственная безопасность 1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения и обоснование мероприятий по их устранению 1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения и обоснование мероприятий по их устранению	1 Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – отклонение показателей климата на открытом воздухе; – превышение уровней шума и вибрации; – недостаточная освещенность рабочих мест и подходов к ним; – повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды; – тяжесть и напряженность физического труда; – повреждения в результате контакта с насекомыми и животными. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – электрический ток: молниезащита и защита от статического электричества; – пожаровзрывобезопасность; – работа на высоте; – работа с оборудованием под давлением.
2 Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности.	2 Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – решение по обеспечению экологической безопасности.
3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	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	Губарев Максим Игоревич		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.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 73 страницы, 27 рисунков, 46 таблиц, 72 использованных источника, 8 приложений.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, наклонно-направленная скважина, горизонтальный участок ствола, пилотный ствол, бурильная колонна, буровой раствор, тампонажный раствор, отбор керна, винтовой забойный двигатель (ВЗД), эластомер ВЗД.

Объектом исследования является эксплуатационная наклонно-направленная скважина с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 3003 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район).

Цель работы – обоснование технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 3003 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Парабельский район).

В процессе исследования произведен анализ представленных в задании геологических данных, задающих условия для осуществления процесса бурения скважины, в числе которых: нефте-, газо- и водоносность месторождения, наличие и характеристика зон возможных осложнений. По результатам первого этапа был рассчитан возможный профиль скважины и обоснован его тип, определена конструкция скважины, а также тип породоразрушающего инструмента. Далее были спроектированы требуемые режимы бурения, подобрана и просчитана компоновка бурильной колонны. Для всех интервалов бурения выбран тип бурового раствора, а также его компонентный состав, определена гидравлическая программа промывки скважины. Просчитаны процессы заканчивания скважины. Произведен выбор буровой установки.

В специальной части данной работы была рассмотрена проблема влияния различных химических реагентов на эластомер ВЗД при воздействии температуры.

В результате исследования были запроектированы предлагаемые технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 3003 метров; произведена оценка влияния различных химических реагентов на эластомер ВЗД при воздействии температуры.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: анализ влияния различных химических реагентов на эластомер ВЗД при воздействии температуры; выбор одного реагента, оказывающего наибольшее негативное действие; проведение дополнительных испытаний с данным реагентом в концентрациях его применения на производстве; вывод о характере воздействия реагента на эластомер ВЗД и возникновении возможных аварийных ситуаций вследствие этого.

Область применения: бурение скважин с применением винтовых забойных двигателей на месторождениях углеводородов.

Значимость работы: проведенные в работе исследования позволяют оценить вероятность возникновения аварийных ситуаций в процессе бурения с применением ВЗД в случае воздействия на элемент их рабочей пары (эластомер) различных химических реагентов под влиянием повышенных значений забойных температур.

В будущем планируется проведение дополнительных испытаний с применением других типов химических реагентов и значений температур.

Определения

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

– **нефтяное месторождение:** Совокупность залежей нефти, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, контролируемым единым структурным элементом и расположенным на одной локальной площади.

– **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.

– **горизонтальный участок ствола скважины:** Участок ствола скважины, для которого его протяженность по продуктивному пласту в два и более раза превышает мощность этого пласта.

– **пилотный ствол:** Ствол скважины, сооружаемый с целью уточнения глубины залегания кровли продуктивного пласта, его мощности, угла залегания пород, а также для проведения испытаний в зоне продуктивного пласта.

– **бурильная колонна:** Ступенчатый полый вал, соединяющий породоразрушающий инструмент с наземным оборудованием при бурении скважин и выполняющий функции: создания осевой нагрузки и передачи вращения на долото, подведения гидравлической энергии бурового раствора на забой скважины и к гидравлическому забойному двигателю.

– **обсадная колонна:** Система стальных труб, предназначенная для крепления стенок скважины, а также изоляции продуктивных горизонтов при эксплуатации; составляется из обсадных труб путем последовательного их свинчивания.

– **буровой раствор:** Сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и азрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

– **винтовой забойный двигатель:** Объемный роторный гидравлический механизм преобразующий давление нагнетаемой в полость статора жидкости (буровой раствор) во вращательное движение выходного вала.

– **кern:** Цилиндрический монолит горной породы, получаемый путём кольцевого разрушения забоя скважин при бурении.

Обозначения и сокращения

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- НГО – нефтегазовая отрасль;
- ГТН – геолого-технический наряд;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- СПО – спуско-подъемные операции.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. «Руководство по социальной ответственности». Национальный стандарт Российской Федерации.
2. Международный стандарт IC CSR-08260008000. Социальная ответственность Организации. Требования. 2011 г.
3. ГОСТ 12.0.003-74. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.
4. ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
5. ГОСТ 12.1.005-88. Межгосударственный стандарт. Система безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум.

7. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность.
8. СН 2.2.4/2.1.8.556-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.
9. СП 52.13330.2011. Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
10. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное.
11. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
12. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Национальный стандарт РФ. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит.
13. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
14. Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 №390 «О противопожарном режиме».
15. ГОСТ Р 12.4.026-2001. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная.
16. ГОСТ 12.4.051-87 (СТ СЭВ 5803-86) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха.
17. ГОСТ 12.1.008-76. Биологическая безопасность.
18. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 №1012 утверждены Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
19. Гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
20. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94.

21. ГОСТ 12.4.011-89. Межгосударственный стандарт. «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих».
22. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО-85.
23. ПБЭ НП-2001. Правила безопасной эксплуатации и охраны труда для нефтеперерабатывающих производств.
24. Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 №116 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».
25. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
26. Приказ Минтруда России от 28.03.2014 №155н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте».
27. Р 2.2.2006-05.2.2. «Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».
28. ГОСТ 22.0.07-97/ГОСТ Р 22.0.07-95. Межгосударственный стандарт. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.
29. Приказ Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 №372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации».
30. Приказ Ростехнадзора от 11.03.2013 №96 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».

31. Приказ Ростехнадзора от 26.12.2012 №781 «Об утверждении рекомендаций по разработке планов локализации и ликвидации аварий на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах».
32. СО 153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
33. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.
34. ВРД 39-1.13-057-2002. Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин ОАО «Газпром».
35. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».
36. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 №163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет».
37. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
38. Р 2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
39. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
40. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II. Строительные и монтажные работы.
41. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
42. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».

43. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.

Оглавление

Введение	20
1 Общая и геологическая часть	21
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	21
1.2 Геологические условия бурения	23
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	24
1.4 Зоны возможных осложнений.....	25
1.5 Исследовательские работы	25
2 Технологическая часть.....	26
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	26
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	26
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	26
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	27
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	29
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	29
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	29
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	31
2.3 Углубление скважины.....	31
2.3.1 Выбор способа бурения	31
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	32
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	32
2.3.4 Расчет частоты вращения	32
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	32
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	33
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	34
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	35
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	35
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	41
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	41
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	41
2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	41
2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей	42
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины	42
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	42

2.4.2.4.2	Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	42
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	43
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	43
2.5	Выбор буровой установки	44
3	Специальная часть.....	45
3.1	Оценка влияния растворов химических реагентов на параметры эластомера винтовых забойных двигателей при различных температурах	45
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	50
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	50
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия.....	50
4.1.2	Организационная структура предприятия	51
4.2	Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины.....	52
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	52
4.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скорости бурения	53
4.2.3	Линейный календарный график выполнения работ	54
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в НГО	56
4.3.1	Нормативная база для расчета смет на строительство скважины в НГО	56
4.3.2	Расчет статей сметы на строительство скважины в НГО	58
5	Социальная ответственность	61
5.1	Производственная безопасность	61
5.1.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	61
5.1.1.1	Отклонение показателей климата на открытом воздухе	61
5.1.1.2	Превышение уровней шума и вибрации	62
5.1.1.3	Недостаточная освещенность рабочих мест и подходов к ним	64
5.1.1.4	Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей среды	65
5.1.1.5	Тяжесть и напряженность физического труда.....	66
5.1.1.6	Повреждения в результате контакта с насекомыми и животными	67
5.1.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	67
5.1.2.1	Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	67
5.1.2.2	Электрический ток	68
5.1.2.2.1	Молниезащита	68
5.1.2.2.2	Защита от статического электричества	69
5.1.2.3	Взрывопожароопасность	70
5.1.2.4	Работа на высоте.....	73
5.1.2.5	Работа с оборудованием под давлением	73
5.2	Экологическая безопасность	75

5.2.1 Защита селитебной зоны.....	75
5.2.2 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения	75
5.2.3 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения	76
5.2.4 Охрана окружающей среды при складировании отходов промышленного производства	76
5.2.5 Охрана растительного и животного мира	77
5.2.6 Охрана окружающей среды при обращении с отходами производства и потребления.....	77
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	78
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	81
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	83
Заключение.....	86
Список использованных источников.....	87
Приложение А.....	94
Приложение Б	104
Приложение В.....	119
Приложение Г	125
Приложение Д.....	131
Приложение Е	141
Приложение Ж.....	142
Приложение И.....	143

Введение

На протяжении многих лет перед работниками нефтяной промышленности стоят две основные задачи: повышение экономической эффективности бурения и улучшение его качества. Данные задачи включают в себя увеличение механической и рейсовой скоростей бурения, а также улучшение качества производимых работ. При этом, соблюдение принятых проектных решений при строительстве скважин, является немаловажным фактором повышения качества.

Целью выполнения работы является обоснование технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 3003 метров на нефтяном месторождении Томской области.

Объектом исследования является эксплуатационная наклонно-направленная скважина с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 3003 метров на нефтяном месторождении Томской области.

Предметом исследования в данной работе является создание и обоснование проекта, достаточного для сооружения принятого объекта исследования.

В специальной части работы была рассмотрена проблема влияния различных химических реагентов на эластомер ВЗД при воздействии температуры.

Практическая значимость работы состоит в возможности оценки вероятности возникновения аварийных ситуаций в процессе бурения с применением ВЗД в случае воздействия на элемент их рабочей пары (эластомер) различных химических реагентов под влиянием повышенных значений забойных температур.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

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

Таблица 1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Урманское
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	1,4-2,8 +35 -51
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,2
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное, западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20-25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты	г. Кедровый (70 км)

Обзорная карта Урманского месторождения приведена на рисунке 1.

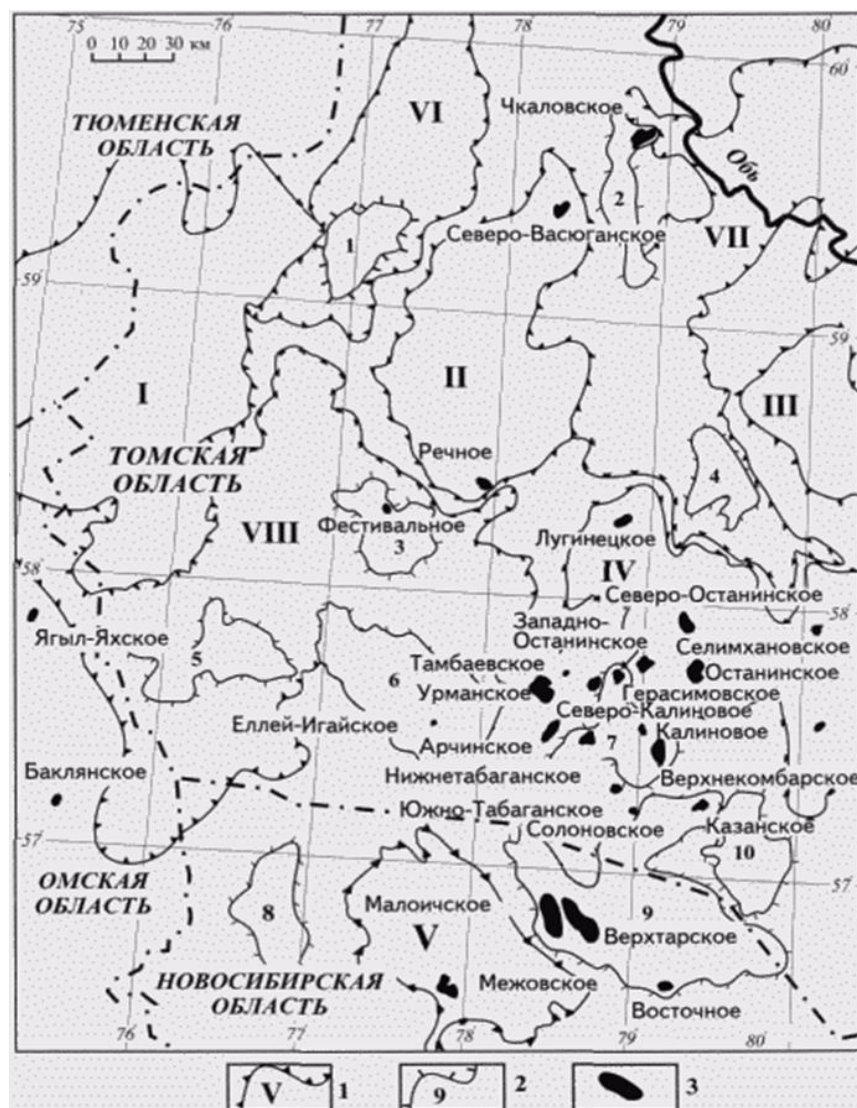


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез месторождения для проектирования скважины приведем в таблице 3.

Таблица 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	Четвертичная система	Q	1.45	0
20	140	120	Некрасовская свита	Pg ₃ nk	1.45	0
140	190	50	Чеганская свита	Pg ²⁻³ cg	1.45	0
190	240	50	Люлинворская свита	Pg ₂ ll	1.45	0
240	280	40	Талицкая свита	Pg ₁ tl	1.45	0
280	430	150	Ганькинская свита	K ₂ gn	1.45	0
430	490	60	Славгородская свита	K ₂ sl	1.45	0
490	680	190	Ипатовская свита	K ₂ ip	1.45	0
680	700	20	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1.45	0
700	1350	650	Покурская свита	K ₁₋₂	1.10	0
1350	1690	340	Покурская свита	K ₁₋₂	1.10	0
1690	1760	70	Алымская свита	K ₁ al	1.10	0
1760	2260	500	Киялинская свита	K ₁ kls	1.10	0
2260	2350	90	Тарская свита	K ₁ tr	1.10	0
2350	2580	230	Куломзинская свита	K ₁ klm	1.10	0
2580	2605	25	Баженовская свита	J ₃ bg	1.10	0
2605	2610	5	Георгиевская свита	J ₃ gr	1.10	0
2610	2680	70	Васюганская свита	J ₃ vs	1.10	0
2680	2985	305	Тюменская свита	J ₂ tm	1.20	0
2985	3005	20	Салатская свита	J ₁ sal	1.20	0
3005	3035	30	Тогурская свита	J ₁ tog	1.20	0

Литологическую характеристику разреза месторождения приведем в таблице А.1 (Приложение А).

Физико-механические свойства горных пород и термобарические условия бурения приведены в таблице А.2 и в таблице А.3 соответственно (Приложение А).

В интервале 0-20 м залегают мягкие горные породы. С учетом этого, для бурения на данном интервале возможно применить долото шарошечного типа, стоимость которого меньше стоимости лопастных долот типа PDC. Однако, данный тип долота позволит осуществить бурение установленного интервала с минимальными затратами средств и времени.

На нижележащих интервалах следует применить долота типа PDC, так как, несмотря на их повышенную стоимость, они имеют также увеличенную износостойкость в сравнении с шарошечными долотами и позволят осуществить бурение установленных интервалов с минимальными затратами средств и времени.

В интервале 2680-3035 м забойные температуры могут достигать более 100 °С, что может стать причиной преждевременного загустевания цементного раствора при тампонировании. Поэтому, для успешного заканчивания скважины следует осуществить рациональный выбор типа тампонажного цемента.

На интервалах, сложенных глинами, могут возникать различные осложнения, связанные с высокой набухаемостью и текучестью пород данного типа. Поэтому, во избежание осложнений проектируется использование ингибированного раствора в совокупности с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

Наличие интервалов с несовместимыми условиями бурения определяется соотношением градиентов пластового давления и давления гидроразрыва. При их наличии в разрезе скважины, необходимо проектирование технической колонны, либо профильного перекрывателя.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице А.4 (Приложение А).

Разрез представлен двумя нефтеносными, двумя газоносными и пятью водоносными пластами. По условию, установленному в предоставленном задании на выпускную квалификационную работу, скважина проектируется для

эксплуатации интервала 2964-3003 м (второй нефтеносный пласт). Несмотря на это, конструкция скважины проектируется так, что перебуриваются все флюидонасыщенные пласты для обеспечения возможности их дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 150 м для эксплуатации водоносного горизонта 20-140 м.

1.4 Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений по разрезу представлена в таблице А.5 (Приложение А).

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Поглощения, появление которых возможно при увеличении плотности бурового раствора выше проектной, а, следовательно, и при увеличении гидростатического давления на пласт, имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации, кроме требований следования запланированному проекту.

Возникновение осыпей и обвалов стенок скважины связано с отклонением параметров бурового раствора (водоотдачи, плотности) от заданных проектом, поэтому подобных отклонений следует избегать.

Предупреждение прихватоопасности и кавернообразования также связано с качеством бурового раствора и поддержанием его свойств, установленных проектом, а также с необходимостью исключения или сокращения длительности простоев в работе.

С целью предупреждения возможных газонефтеводопроявлений, следует поддерживать определенную величину репрессии на пласт, установленную «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

1.5 Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследовательские работы в процессе бурения представлены в таблице А.6 (Приложение А).

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Запроектирован пятиинтервальный профиль скважины с третьим и четвертым тангенциальными интервалами. Данный тип профиля позволяет обеспечить вскрытие продуктивного пласта в заданной точке. Результаты проектирования профиля скважины приведены в таблице Б.1 (Приложение Б). Чертеж профиля скважины представлен на рисунке Б.1 (Приложение Б).

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в интервале продуктивного пласта.

1. Определение типа коллектора.

По таблице исходных данных нефтегазоводоносности по разрезу скважины определяем, что коллектор порового типа.

2. Определение однородности коллектора.

2.1. Согласно геологическим данным, продуктивный пласт является литологически неоднородным, так как имеет место переслаивание песчаников и аргиллитов.

2.2. Границы изменения проницаемости пород в пропластках: $k_1 = 0,002 \text{ мкм}^2$; $k_2 = 0,005 \text{ мкм}^2$.

Данные значения принадлежат одному классу по проницаемости ($k = 0,001\text{--}0,01 \text{ мкм}^2$), следовательно, продуктивный пласт однородный по проницаемости. Кроме того, пласт является малопроницаемым, так как пористая проницаемость всех пород, слагающих его меньше $0,1 \text{ мкм}^2$.

2.3. По типу флюида продуктивный пласт является однородным, так как близко расположенных к нему водоносных горизонтов, то есть находящихся на расстоянии менее 5 метров, нет.

2.4. Определим однородность продуктивного пласта по величине градиента пластового давления. Градиент пластового давления – $\text{grad } P_{\text{пл}} = 0,102 \text{ МПа/10 м}$ в интервале продуктивного пласта, что больше значения

0,1 МПа/10 м, следовательно, продуктивный пласт имеет высокое пластовое давление. При этом $\text{grad } P_{\text{пл}} \leq 0,11 \text{ МПа/10 м}$, что говорит о том, что пластовое давление не является аномально высоким.

3. Расчет коллектора на устойчивость.

Оценка устойчивости пород в призабойной зоне производится сравнением прочности породы коллектора на одноосное сжатие с радиальной сжимающей нагрузкой на породу в призабойной зоне скважины. Породы устойчивы, если выполняется условие:

$$\sigma_{\text{сж}} \geq \sigma_{\text{сж}}^{\text{расч}}, \quad (2.2.1.1)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ – предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии (для гранулярного коллектора составляет 30 МПа), МПа;

$\sigma_{\text{сж}}^{\text{расч}}$ – расчетное значение предела прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии, МПа.

$$30 < 81,46 \text{ МПа.}$$

Условие (2.2.1.1) не выполняется, следовательно, коллектор не устойчив.

4. Определение конструкции забоя.

По схеме выбора эксплуатационного забоя определяем, что для данного типа коллектора принимается конструкция забоя для предупреждения выноса песка, которая предусматривает создание в призабойной зоне искусственных барьеров, снижающих поступление песка в скважину. С этой целью в выбранной конструкции, исходя из рисунка, используется сочетание открытого забоя и механического фильтра или фильтра из проницаемых материалов.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2. Его анализ позволяет сделать заключение о том, что зон, несовместимых по условиям бурения, в разрезе нет. Поэтому проектируется двухколонная конструкция скважины, так как по условию задания в конструкции скважины присутствует хвостовик.

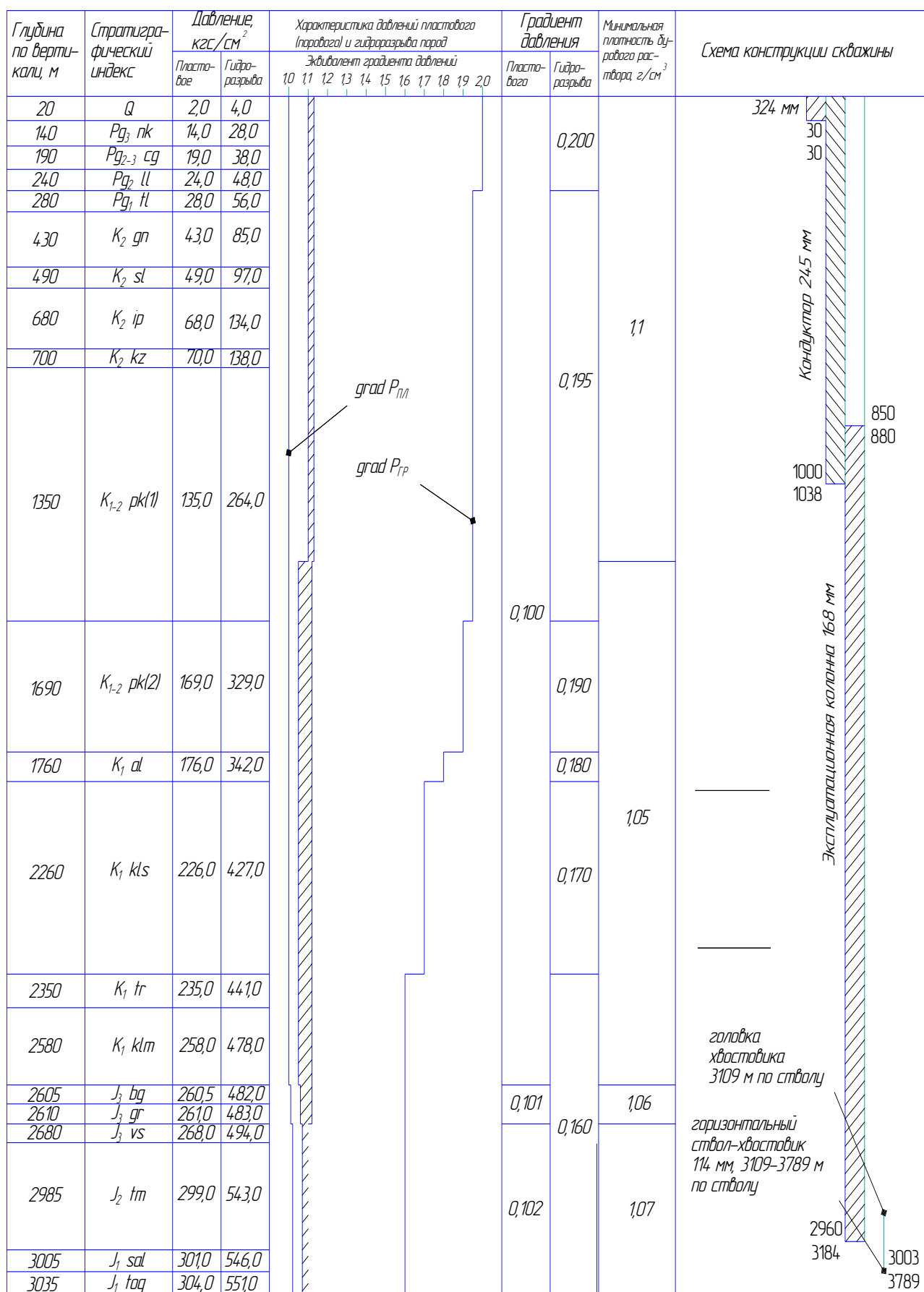


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 20 м. Для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, спускать направление будем с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Поэтому глубину спуска направления примем 30 м.

Рекомендуемое значение глубины спуска кондуктора составляет 784 м, однако, выбирается глубина 1000 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы Покурской свиты.

Эксплуатационная колонна спускается до кровли продуктивного пласта – на глубину 2960 м по вертикали.

Хвостовик устанавливается в интервале продуктивного пласта 2960-3003 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 цементируется на всю длину: 0-1038 м по стволу.
3. Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора на высоту 150 м (так как скважина нефтяная): 880-3187 м по стволу.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр хвостовика задан условием технического задания и составляет 114,3 мм.

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
ЭК	168,3	215,9
Хвостовик	114,3	142,9

Проектная схема конструкции скважины представлена на рисунке 3.

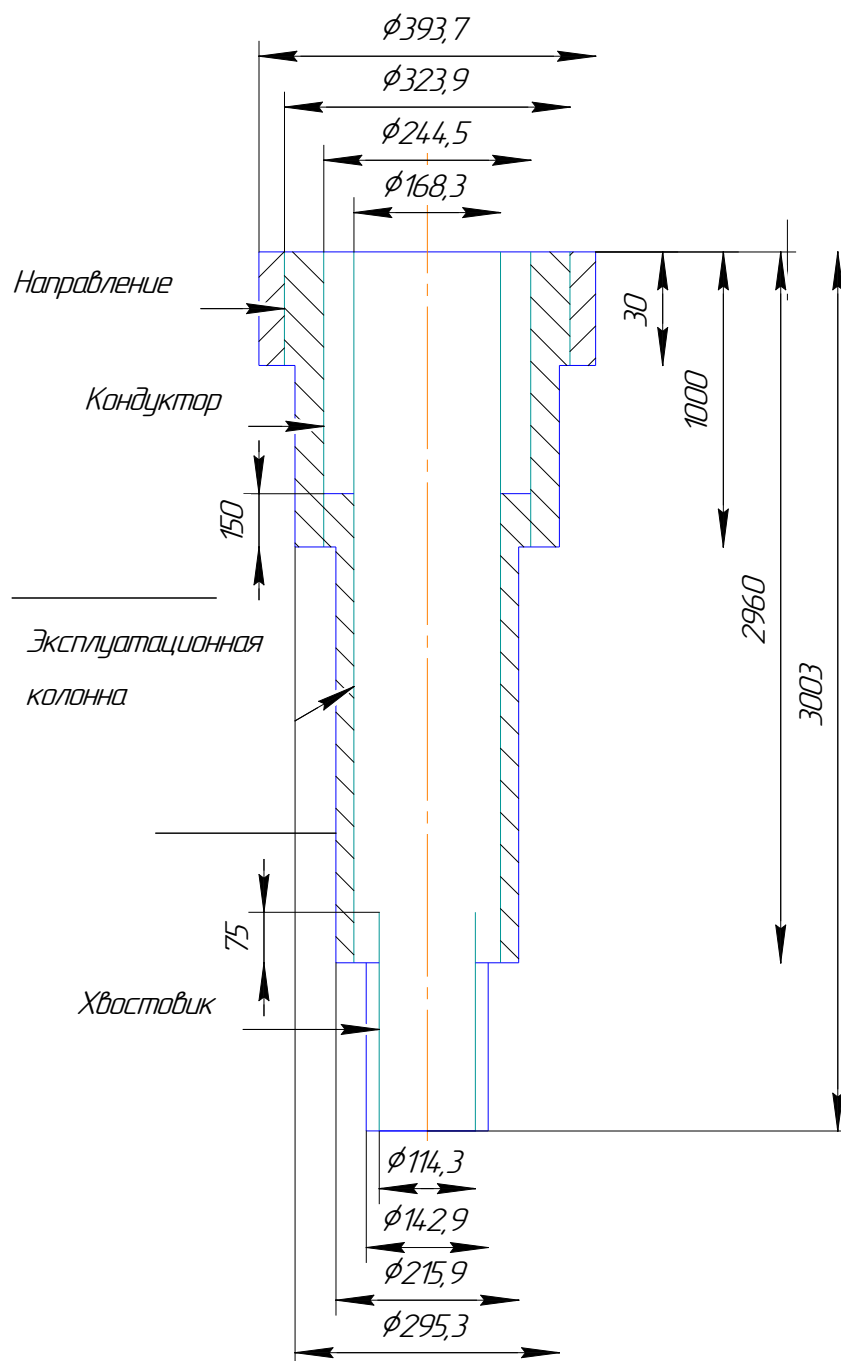


Рисунок 3 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Для проектируемой скважины величина максимального устьевого давления составляет 12,65 МПа. Поэтому, выбираем противовыбросовое оборудование типа ОП5 – 280/80х21 К1 ГОСТ 13862-90,

где 280 – условный диаметр прохода превенторного блока в мм;

80 – условный диаметр манифольда в мм;

21 – рабочее давление в МПа, максимальное для данного оборудования;

К1 – скважинная среда с объемным содержанием CO₂ до 6%.

Противовыбросовое оборудование состоит из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1–21–168х245 (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. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал по вертикали, м	Интервал по стволу, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	0-30	Направление	Роторный
30-1000	30-1038	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1000-2960	1038-3187	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
2960-3003	3187-3789	Хвостовик	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины на интервале бурения под направление принимается шарошечное долото, так как его величина составляет 30 метров. На всех остальных интервалах бурения выбраны долота типа PDC, поскольку они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Выборка долот производилась из продуктовой линии АО «Волгабурмаш». Характеристики выбранных долот представлены в таблице Б.2 (Приложение Б).

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике расчета. Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице Б.3 (Приложение Б).

2.3.4 Расчет частоты вращения

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота, а также эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения представлены в таблице Б.4 (Приложение Б).

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

На интервале бурения под направление (0-30 м), участок ствола скважины запроектирован вертикальным, поэтому забойный двигатель для данного интервала не выбирается.

Для интервала бурения 30-1000 м (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240М.7/8.41 с регулируемым углом перекоса, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные

интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну, а также для сооружения пилотного участка ствола (1000-2960 м и 2993-3035 м) проектируется винтовой забойный двигатель ДГР1-172.7/8.56 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте при заданном расходе, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Для интервала бурения под хвостовик (2960-3003 м) проектируется винтовой забойный двигатель ДРЗ-127М.7/8.26, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя и позволяет при заданном расходе обеспечить высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении твердых горных пород.

Запроектированные значения параметров забойных двигателей, а также их типы и технические характеристики, представим в таблице Б.5 и таблице Б.6 (Приложение Б).

Дополнительно осуществим проектирование расхода бурового раствора на всех интервалах бурения, а также областей допустимого расхода. Полученные значения представим в таблице Б.7 и таблице Б.8 (Приложение Б).

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения пилотного ствола скважины, так как для остальных интервалов расчеты идентичны. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для

интервала бурения пилотного ствола скважины приведены в таблице Б.9 (Приложение Б).

В таблице Б.10 (Приложение Б) приведены параметры компоновок низа бурильной колонны для всех интервалов бурения.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

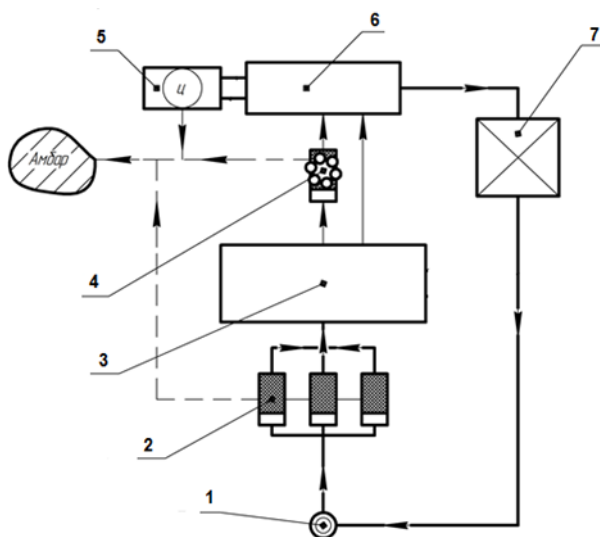
Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление–глинистый, для бурения интервала под кондуктор – полимерглинистый, для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик, в том числе в интервале вскрытия продуктивного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

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, включающая оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице Б.11 (Приложение Б). В таблице 6 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 4 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 6 – 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, ИКД, Na_2CO_3 , NaOH
30	1038	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ, NaOH , Na_2CO_3 , КМЦ LV, ПАА-ГС, ГКЖ-11Н
1038	3789	Биополимерный хлоркалийевый Вода пресная, CaCO_3 , Ксантановая смола, ПАЦ-В, Лубриол, NaOH , Na_2CO_3 , Крахмал СКМ, KCl , НТФ, Пента 465, СНПХ 1004



1 – устье скважины; 2 – вибросито; 3 – ёмкость ЦСГО; 4 – гидроциклонная установка (песко- и илоотделители); 5 – центрифуга; 6 – ёмкость хранения бурового раствора; 7 – буровые насосы

Рисунок 4 – Схема очистки бурового раствора

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической программы промывки производится для интервала бурения под эксплуатационную колонну, для остальных интервалов бурения расчеты идентичны. В ходе выполнения расчета, определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице Б.12, а в таблице Б.13 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну (Приложение Б).

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой скважины требуется произвести отбор керна для исследовательских работ. Результаты проектирования средств и режимов бурения при отборе керна приведем в таблице 7.

Таблица 7 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, тс	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2993-3035	УКР-172/100 «Кембрий»	4,0	90,0	37

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обл}$, кг/м ³	1600	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$, кг/м ³	1930
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	683	глубина скважины, м	2960
высота столба буферной жидкости h_1 , м	850	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	360
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	2002

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

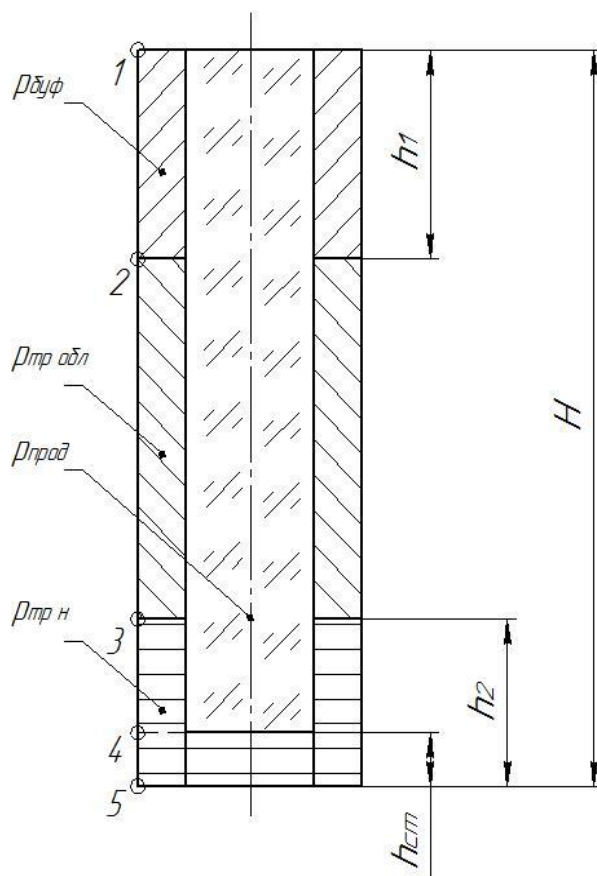


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 9 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 9 – 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	850	2600	2950	2960
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,83	11,13	14,33	14,33

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кз} = 6,7$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_2 = 19,6$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

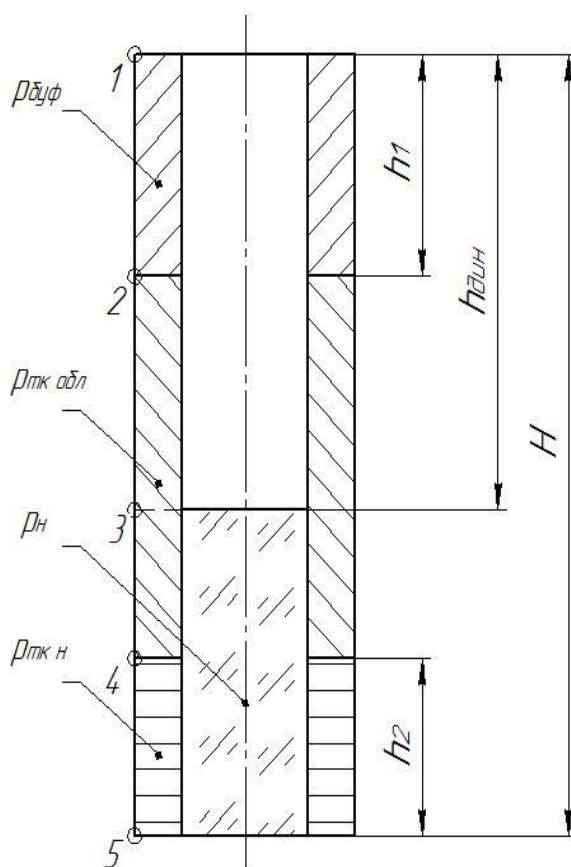


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 10 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 10 – 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	850	2002	2600	2960
Наружное избыточное давление, МПа	0	9,17	22,73	25,77	28,47

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке В.1 (Приложение В).

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 7 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.

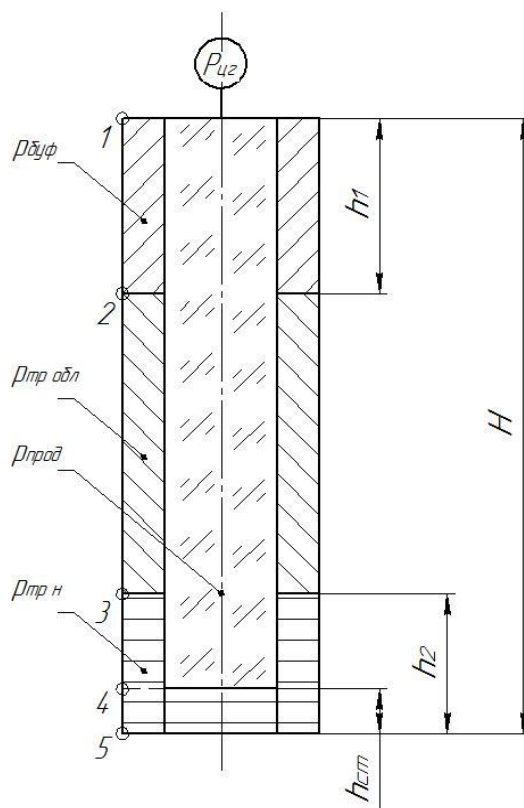


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 24,05 МПа. В таблице 11 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Таблица 11 – 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	850	2600	2950	2960
Внутреннее избыточное давление, МПа	24,05	23,21	12,91	9,72	9,72

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

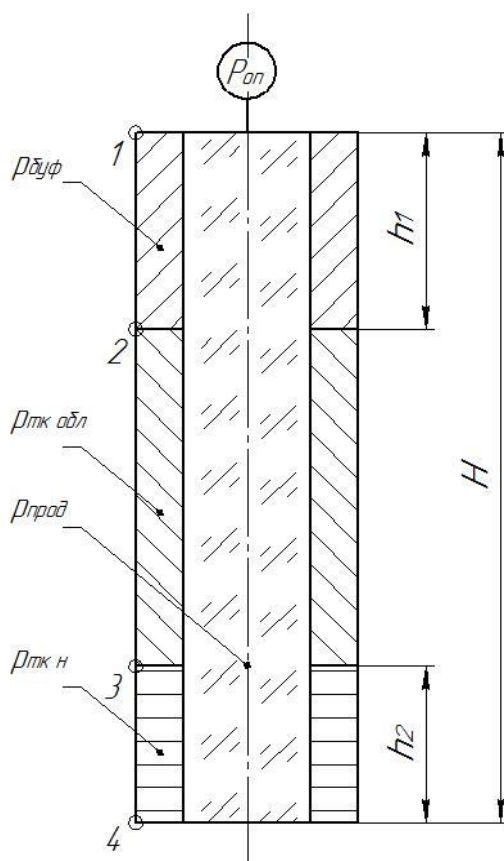


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 13,92 МПа. В таблице 12 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 12 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	850	2600	2960
Внутреннее избыточное давление, МПа	13,92	13,08	9,65	8,07

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке В.2 (Приложение В).

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристика запроектированных секций обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Масса, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарная	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Е	8,9	11,5	35,1	11035,4	96855,5	2872,6 - 3187,0
2		8,0	11,5	31,6	30563,5		1905,4- 2872,6
3		7,3	11,5	29,0	55256,6		0-1905,4

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (2.4.2.1.1)$$

47,45 < 51,21 МПа. Условие (2.4.2.1.1) выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты расчета объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов для её приготовления приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{\text{тр}}=1930 \text{ кг/м}^3$	10,87	14736	7,07
$\rho_{\text{тробл}}=1600 \text{ кг/м}^3$	41,86	39806,1	29,85
Сумма	52,73	54542,1	36,92

2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Запроектированные объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная	19,93
Продавочная	60,15

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементировании скважины

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Запроектированная технологическая схема, отражающая порядок расстановки, а также количество требуемого цементирующего оборудования, приведена на рисунке В.3 (Приложение В).

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

Полученный график изменения давления на цементирующей головке, визуально характеризующий режим закачки и продавки тампонажной смеси, представлен на рисунке В.4 (Приложение В).

В таблице 16 приведены сводные данные о режимах работы цементирующих агрегатов.

Таблица 16 – Режимы работы цементируемых агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	86,56
IV	6,56
III	5,83
II	12,40

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цем}}$ составляет 97,5 минут. При этом, расчетное время цементирования скважины $t_{\text{ц}}$ равно 112,5 минут, что больше 90 минут, поэтому при цементировании следует использовать замедлители схватывания.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Запроектированная для эксплуатационной колонны технологическая оснастка приведена в таблице 17.

Таблица 17 – Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

Элемент оснастки	Обозначение
Башмак	БКМ-168 ОТТМ
Клапан обратный дроссельный	ЦКОД-168 ОТТМ
Пробка разделительная	ПРП-Ц-168
Центратор	ЦЦ2-168/216
Цементирующая головка	ГЦУ-168

Интервалы установки центраторов, а также их количество представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Интервалы установки центраторов

Интервал, м	Наименование центратора	Количество, шт
0-2873	ЦЦ2-168/216	58
2873-3187	ЦЦ2-168/216	28

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК1 – 65х21.

Вызов притока на данной скважине будет производиться созданием ступенчатой депрессии, методом снижения уровня жидкости – сваби́рованием. Конструкция сваба представлена на рисунке В.5 (Приложение В).

Испытания скважины в пилотном стволе будут проводиться с помощью пластоиспытателя на колонне бурильных труб. Схема расположения пластоиспытателя представлена на рисунке В.5 (Приложение В).

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 113 т, а вес бурильной колонны – 94 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000 ЭУК – 1М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов спуско-подъёмных операций приведены в таблице В.1 (Приложение В).

3 Специальная часть

3.1 Оценка влияния растворов химических реагентов на параметры эластомера винтовых забойных двигателей при различных температурах

Данная часть работы посвящена исследованию влияния таких химических реагентов как **«Биоцидол»**, **Вальсид Л**, **СНПХ-ПКД-515**, **Бактерицид многофункциональный** (далее – химические реагенты №1, №2, №3, №4 соответственно) на геометрические параметры образцов резины ИРП-1226, которая достаточно продолжительное время являлась одним из основных материалов для изготовления эластомеров винтовых забойных двигателей.

Приведем предварительно общую характеристику исследуемого материала, а также применяемых в опытах химических реагентов.

Резина ИРП-1226 – резиновая смесь повышенной износостойкости, маслостойкая. Температурный интервал работоспособности от -20 до $+100^{\circ}\text{C}$, условная прочность при растяжении – не менее $9,8(100)$ МПа(кгс/см²), относительное удлинение при разрыве - не менее 125%, твердость по Шору – 65-95 ед., гарантийный срок хранения – 3 месяца.

«Биоцидол» – композиция на основе четвертичных аммониевых соединений. Предназначен для предотвращения бактериального разложения органических компонентов буровых растворов, таких как полисахариды. Подавляет жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий, вызывающих коррозию оборудования. Эффективен в борьбе с сине-зелеными водорослями и микроскопическими грибами. В процессе бурения данный химический реагент используется для периодической обработки бурового раствора, не оказывая при этом отрицательного воздействия на его параметры.

Внешний вид – жидкость от светло-желтого до светло-коричневого цвета без видимых механических примесей со специфическим запахом. Плотность при 20°C : $1,0-1,1$ г/см³. Показатель активности водородных ионов: $4,0 - 8,0$ pH. Температура застывания, не выше: -5°C .

Триазин-1,3,5-(2Н,4Н,6Н) триэтанол – торговое название: **Вальсид Л**, **ИК-Биоцид**, **BIOCIDE**. Область его применения: химическая и

нефтегазодобывающая промышленность. Данное вещество внесено в Единый регистр потенциально опасных химических и биологических веществ. Вальсид Л – химический реагент, который можно одновременно использовать и как ингибитор коррозии, и как биоцид, за счет того, что он обладает биоцидными свойствами по отношению к клеткам бактерий, катализирующим коррозионные процессы [1].

Бактерицид многофункциональный (buracid) – концентрированный биоцид широкого спектра действия, предназначенный для контроля аэробных и анаэробных бактерий в буровых растворах, растворах для заканчивания скважин, растворах для ремонта скважин и пакерных растворах. Используется в качестве антиферментного вещества в растворах на основе полимеров, пресной воды и солей. Отличается высокой эффективностью применения и, по сравнению с представленными на рынке биоцидами, характеризуется низкой токсичностью. Внешне представляет из себя прозрачную жидкость, пожаробезопасен и полностью растворим в воде. Точка вспышки данного вещества определена при температуре 100⁰С, а температура замерзания составляет -15⁰С.

СНПХ-ПКД-515 – реагент комплексного действия, придающий раствору одновременно ингибирующие, гидрофобизирующие и поверхностно-активные свойства. Представляет собой композиционную смесь (от светло-желтого до светло-коричневого цвета), предназначенную для использования в буровых растворах в количестве 1–2 %, в жидкостях перфорации, глушения и консервации в концентрациях 0,1–0,3 % [5, 6, 9].

Образцы резины ИРП-1226, диаметрами от 41 до 43 мм и массами от 18 до 30 грамм, помещались в пластиковые контейнеры, которые далее заполнялись выбранными типами химических реагентов до полного погружения образцов. Для оценки воспроизводимости результатов, опыты проводились с 3 образцами для каждой из сред. Длительность эксперимента составляла 360 – 432 часов. Выбор данного интервала продолжительности экспериментов обусловлен тем, что время работы винтового забойного двигателя составляет от 200 до 600 часов

со средним значением в 240-300 часов [6]. Диапазон исследуемых температур варьировался в пределах от 25 до 85°C. Исследованными температурными точками в данном диапазоне являются 25, 40, 55, 70 и 85°C. Поддержание выбранных температур (кроме 25°C) осуществлялось с применением сушильного шкафа. Выдержка образцов осуществлялась при атмосферном давлении.

Исходя из физического смысла поставленной задачи, исследование проводилось в несколько этапов:

1. Предварительно были заданы температурные точки с интервалом в 15°C, начиная с комнатной температуры, а также химические реагенты, описания которых приведены выше. Также была осуществлена подготовка образцов к экспериментам и сделаны измерения двух параметров, контроль которых производился в течение всех экспериментов, – массы и диаметра образцов. Контроль диаметра образцов производился с применением электронного штангенциркуля. Масса образцов контролировалась электронными весами.

2. В процессе осуществления опытов проводился постоянный контроль не только массы и диаметра образцов, но также и их внешнего вида, косвенным путем проверялась прочность в сравнении с предыдущими контрольными сутками. Помимо самих образцов, контролировалось и состояние применяемых реагентов, а конкретно, изменение их цвета и наличие выпавшего осадка.

3. После завершения всех экспериментов данные для каждой температурной точки были занесены в программу Microsoft Excel и проанализированы. Анализ данных осуществлялся путем построения графиков на основе экспериментальных данных, представленных в виде точечных диаграмм, для которых были выбраны линии, описывающие каждую из рассматриваемых зависимостей с наибольшей для неё точностью. С учетом погрешностей прибора и проведенных измерений, данные зависимости являются условными, однако, в рамках данной работы, их точности достаточно для осуществления визуального анализа и выявления общей закономерности изменения полученных значений.

Из анализа температурных точек можно сделать вывод о том, что наибольшее влияние на образцы среди всех исследованных химических реагентов оказывает СНПХ-ПКД-515. Для данного реагента характерны интенсивные изменения размеров и массы образцов, особенно в первые несколько суток, далее данный процесс замедляется. Также наблюдалось, что при увеличении температуры, замедление процесса увеличения параметров образцов наступает быстрее и даже может происходить их уменьшение. Процесс уменьшения массы и диаметров образцов наиболее заметен в периодах, когда измерения не производились несколько суток подряд, и может быть связан с тем, что при значительной температуре исследуемый реагент СНПХ-ПКД-515 подвергается значительному испарению, за счет чего образцы теряют массу при контакте с горячим воздухом (Рисунки Г.1, Г.2, Г.3, Приложение Г)

В связи со значительным отрицательным влиянием, выявленным при проведении экспериментов с реагентом СНПХ-ПКД-515, было решено продолжить дальнейшие исследования с применением только этого реагента, но в нескольких концентрациях.

Концентрации данного реагента были выбраны равными некоторым значениям из диапазона его применения в буровых растворах (1–2 %). Конкретные значения концентраций химического реагента в растворе составили 0,5 %, 1 %, 1,5 % и 2 %. Роль дисперсионной среды играет вода комнатной температуры (при приготовлении растворов).

В качестве значений температур были взяты значения: 25°C, 50°C и 95°C.

Порядок проведения исследования аналогичен таковому, принятому при выполнении первой части работы.

Из анализа рассмотренных температурных точек можно сделать вывод о том, что наибольшее влияние на образцы оказывают растворы СНПХ-ПКД-515 с концентрациями 1,5 % и 2 % при температуре 95°C (Рисунки Г.4, Г.5, Приложение Г). В то же время, наименьшее влияние на эластомер ВЗД оказывают растворы СНПХ-ПКД-515 с концентрациями 0,5 % и 1 % при температуре 25°C (Рисунки Г.6, Г.7, Приложение Г). Растворы реагента всех

принятых концентраций при температуре 50°C, по своему влиянию на характеристики образцов резины ИРП-1226, занимают промежуточное положение (Рисунки Г.8, Г.9, Приложение Г). Полученные результаты экспериментов могут указывать на влияние величины температуры на степень изменения характеристик образцов.

При рассмотрении каждой температурной точки в отдельности от других, также можно видеть, что с увеличением концентрации реагента в растворе, его влияние на исследуемый образец возрастает. Данное явление характерно для всех принятых ранее температур (Рисунки Г.10, Г.11, Г.12, Приложение Г).

Однако, несмотря на выявленные изменения контрольных характеристик образцов, они не являются существенными в сравнении с таковыми в случае применения раствора химического реагента СНПХ-ПКД-515 с концентрацией, равной 100 %. Также можно отметить тот факт, что ни в одной из принятых концентраций не происходило размягчения образцов, их набухания, расслоения или отслоения частей. В то же время, все перечисленные отклонения побочных характеристик образцов, определявшихся без контрольно-измерительных приборов, были характерны для растворов СНПХ-ПКД-515 с концентрацией 100 %. Все это позволяет сделать вывод о том, что в концентрациях, установленных для применения в буровых растворах, химический реагент СНПХ-ПКД-515 не несет опасности для эластомера ВЗД.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ООО «Газпромнефть-Восток» создано 14 сентября 2005 года. Основными видами деятельности компании являются добыча и подготовка нефти и попутного нефтяного газа на территории Омской и Томской областей [11].

В 2015 году консолидированная добыча «Газпромнефть-Востока» составила 1,79 млн. тонн нефтяного эквивалента [11].

На сегодняшний день предприятие является держателем шести лицензий на право пользования недрами – по Шингинскому, Западно-Лугинецкому, Южно-Пудинскому, Арчинскому, Урманскому лицензионным участкам, а также юго-западной части Крапивинского месторождения [11].

«Газпромнефть-Восток» на 100% принадлежит ПАО «Газпром нефть».

Компания также занимается такими видами деятельности как:

- капитальное строительство в части эксплуатационного бурения (эксплуатационное бурение скважин, освоение скважин, геофизические работы/услуги);
- капитальное строительство в части обустройства месторождения;
- геологоразведочные работы (сейсморазведочные работы, разведочное бурение);
- научно-исследовательские и опытно-промышленные работы;
- работы/услуги по добыче нефти (содержание и эксплуатация разведочных и эксплуатационных скважин, сбор, транспортировка, подготовка, сдача и отпуск нефти, ремонт скважин и операции по повышению нефтеотдачи пластов);
- работы/услуги по добыче общераспространенных полезных ископаемых;
- работы/услуги по добыче подземных вод;
- повышение операционной и экономической эффективности.

Компания ориентирована на привлечение сервисных предприятий нефтегазового комплекса Томской области и продолжает работу по внедрению новых технологий бурения палеозойских отложений на обсадных трубах [11].

Общая численность работников предприятия – более 630 человек. Согласно данным бухгалтерского баланса за 2015 год: сумма основных средств 33 449,7 млн. руб., доход по видам деятельности 21 164,3 млн.руб., себестоимость продаж – 19 224,8 млн.руб., чистая прибыль – 1 263,6 млн.руб. Размер уставного капитала 12 565,0 млн.руб. [21]

Ключевыми партнерами Компании являются: ООО "Газпромнефть-Хантос" (Югра), ООО «Информационно-технологическая сервисная компания» (Москва), ООО "Газпромнефть-Центр" (Москва), АО "Газпромнефть-Аэро" (Санкт-Петербург), ООО "Газпромнефть-Ангара" (Санкт-Петербург), ООО "Газпромнефть-Сахалин" (Санкт-Петербург) и др. [22].

4.1.2 Организационная структура предприятия

Организационная структура ООО «Газпромнефть-Восток» представляет собой линейно-функциональную структуру.

Системообразующими являются вертикальные связи – линейные (основные) и функциональные (дополнительные). Линейные руководители определяют задачи и конкретных исполнителей. Функциональные связи имеют совещательный характер.

В структуре ООО «Газпромнефть-Восток» высшим звеном управления является генеральный директор. На втором уровне структуры находятся заместители генерального директора:

- первый заместитель генерального директора (главный инженер);
- заместитель генерального директора по безопасности;
- заместитель генерального директора по экономике и финансам;
- заместитель генерального директора по бурению скважин;
- заместитель генерального директора по обеспечению производства.

В прямом подчинении генерального директора также находятся следующие структурные единицы: ведущий специалист по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям; правовое управление; отдел общественных связей и корпоративных коммуникаций.

Организационная структура ООО «Газпромнефть-Восток» представлена на рисунке Д.1 (Приложение Д).

4.2 Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Буровая бригада перед началом строительства скважины получает три основных документа: *геолого-технический наряд, наряд на производство буровых работ и инструктивно-технологическую карту.*

Геолого-технический наряд (ГТН) – это оперативный план работы буровой бригады. Его составляют на основе технического проекта.

Инструктивно-технологическая карта предназначена для распространения передового опыта работы, накопленного в районе. Карту составляют на основе анализа работы буровых бригад и вахт, которые добились наиболее высоких показателей при бурении скважин на данной площади или при выполнении отдельных видов работ (например, по спуску и подъему бурильных колонн и т.п.).

Наряд на производство буровых работ состоит из двух частей. В первой части указывают номер и глубину скважины, проектный горизонт, назначение ее и способ бурения, характеристики конструкции скважины, бурового оборудования и бурильной колонны, сроки начала и окончания работ по нормам, затраты времени на бурение и крепление отдельных интервалов и скважины в целом по нормам, плановую и нормативную скорости бурения, а также сумму заработной платы бригады.

Вторую, основную часть наряда составляет **нормативная карта**, которая позволяет определить нормативную продолжительность работ от начала бурения до перфорации эксплуатационной колонны.

Для составления нормативной карты, используется:

- геолого-технический наряд;
- действующие нормы на механическое бурение;
- сборник «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые»;
- местные нормы времени на работы, отсутствующие в сборнике Единых норм времени (ЕНВ);
- местные нормы времени межремонтного периода работы турбобуров и электробуров.

Нормативная карта на производство буровых работ представлена в таблице Д.1 (Приложение Д).

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скорости бурения

Скорости бурения являются частью системы плановых показателей работы по скважине.

Механическая скорость проходки характеризует эффективность разрушения горной породы в период ее углубления. С помощью механической скорости бурильщик оценивает успешность применяемого режима бурения. Используется для оценки эффективности внедрения новых долот, забойных двигателей, режимов бурения, промывочных жидкостей.

Темпы углубления скважины (средняя скорость углубления забоя) определяются по формуле:

$$V_m = \frac{H}{t_m} = \frac{3789}{202,62} = 18,7 \text{ м/ч}, \quad (4.2.2.1)$$

где H – длина скважины, м;

t_m – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения характеризует темп углубления скважины с учетом затрат времени на спускоподъемные операции. Характеризует производительность буровой техники и труда буровых рабочих. Если долго работать изношенным долотом или поднимать долото преждевременно, то V_p снижается. Долото, поднятое при достижении максимума рейсовой скорости, обеспечивает наиболее быструю проходку ствола. Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_p = \frac{H}{t_m + t_{\text{СПО}}} = \frac{3789}{202,62 + 43,76} = 15,38 \text{ м/ч}, \quad (4.2.2.2)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость бурения (в метрах на станко-месяц) определяется отношением количества пробуренных метров к календарному времени бурения, включающее непроизводительное время (организационные простои, ликвидации аварий). Коммерческая скорость бурения характеризует производство работ по бурению и креплению скважины и определяется по формуле:

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k} = \frac{3789 \cdot 720}{575,52} = 4740,2 \text{ м/ст. мес}, \quad (4.2.2.3)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Коммерческая скорость определяет, сколько тысяч метров пробурено буровой бригадой за месяц и сколько бригад надо иметь, чтобы выполнить план. Этот показатель используется при планировании объемов буровых работ, финансировании, анализе хозяйственной деятельности, нормировании.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{3789}{5} = 757,8 \text{ м}, \quad (4.2.2.4)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Для определения денежных затрат, связанных с выполнением технического задания, необходимо определить время на выполнение отдельных

видов работ по проекту, спланировать их последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Цикл строительства скважин является непрерывным производственным процессом линейно-календарный график проведения работ на объекте приведен в таблице 3. Исходя из этого, для буровой бригады установлен график выходов на работу представленный в таблице 2, обеспечивая непрерывность ведения работ. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом.

Основным звеном при проводке скважин является буровая бригада, количественный и качественный состав бригады зависит от глубины скважины и вида привода буровой установки. Ниже представлен численный и квалификационный состав буровых бригад.

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- | | |
|---------------------------------|--------|
| • буровой мастер | 1 чел. |
| • помощник бурового мастера | 3 чел. |
| • бурильщик 6 разряда | 4 чел. |
| • бурильщик 5 разряда | 4 чел. |
| • помощник бурильщика 5 разряда | 4 чел. |
| • помощник бурильщика 4 разряда | 4 чел. |
| • электромонтёр 5 разряда | 4 чел. |
| • слесарь 5 разряда | 2 чел. |
| • лаборант | 2 чел. |

Буровая бригада работает вахтовым методом в связи с отдалённостью объекта от базы. Вахта работает 28 дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем 28 дней выходных. График сменности вахт приведен в таблице 19.

Таблица 19 – График сменности вахт

Дни месяца / № вахты смены	Часы работы	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
Вахта №1 1 смена	8-20	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	В	В	В
Вахта №1 2 смена	20-8	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	Р	В	В	В
Вахта №2 1 смена	8-20	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	Р	Р	Р
Вахта №2 2 смена	20-8	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	В	Р	Р	Р

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на месторождении приведен в таблице 20.

Таблица 20 – 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												
2. Бурение	24												
3. Испытание	10,4												

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в НГО

4.3.1 Нормативная база для расчета смет на строительство скважины в НГО

Проектирование скважин базируется на руководящих документах в виде регламентов, инструкций, которыми устанавливается порядок разработки и структура проекта, требования к конструкции скважины, технологическим процессам бурения и крепления скважины, а также требованиям к буровому оборудованию и инструменту.

Документы, регламентирующие разработку и утверждение технико-экономических обоснований строительства (в том числе ПСД) и формирование затрат на строительство:

- ФЕР-2001-04 Федеральные единичные расценки на строительные работы. Сборник № 4 Скважины;
- ГЭСН 81-02-04-2017 сборник 4. «Скважины»;

- МДС 81-35.2004 Методика определения стоимости строительной продукции на территории РФ;
- МДС 81-25.2001 Методические указания по определению величины сметной прибыли в строительстве;
- Указания о порядке разработки и утверждения технико-экономических обоснований строительства по крупным и сложным предприятиям и сооружениям (а при необходимости и по другим объектам) Министерства газовой промышленности СССР и технико-экономических расчетов, обосновывающих хозяйственную необходимость и экономическую целесообразность строительства предприятий, зданий и сооружений Министерства газовой промышленности СССР;
- РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ;
- Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений (Минприроды России от 2007-03-21);
- ВСН 39-86 Инструкция о составе разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ;
- Инструкция по составлению проектов и смет на геологоразведочные работы;
- Справочник базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства. Госстрой России, ПНИИИС, 1999г.;
- ТЕР 81-02-04-2001 Территориальные единичные расценки на строительные работы. Сборник №4 Скважины;
- Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве, (МДС 81-33.2004);
- Методические рекомендации Госстроя РФ по использованию федеральных единичных расценок на строительные, монтажные, специальные строительные, ремонтно-строительные и пусконаладочные работы (ФЕР-2001)

при определении стоимости строительной продукции на территории субъектов Российской Федерации (введены в действие письмом Госстроя РФ от 30 апреля 2003 г. N НЗ-2626/10);

- Методика определения стоимости строительной продукции на территории Российской Федерации МДС 81-35.2004 (утв. постановлением Госстроя РФ от 5 марта 2004 г. N 15/1);

- Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые подготовлены на основе единых норм времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые, утвержденных постановлением Госкомтруда СССР и Секретариата ВЦСПС от 7.03.86 г. № 81/5-86, результатов их проверки и дополнений к данному сборнику.

4.3.2 Расчет статей сметы на строительство скважины в НГО

Для обоснования стоимости строительства скважин составляется сводный сметный расчет стоимости строительства скважины.

Сводный сметный расчет стоимости строительства (ССР) является основным документом, определяющим полную сметную стоимость строительства [23].

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Документ состоит из трех частей, которые определяют единые расценки для различных работ:

- в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [15];
- в части II приведены расценки на строительные и монтажные работы [16];
- в части III указаны расценки на бурение и испытание на продуктивность скважин [17].

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

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

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

К затратам, зависящим от объема бурения (1 м проходки), относятся расход долот, износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из постановления Правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ [18].

Стоимость промыслово-геофизических работ в данном случае определяется из средних рыночных цен на данные услуги. В частном случае стоимость определяется из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Затраты, описанные в остальных главах, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав. Так накладные расходы составляют 25% от прямых затрат, в которые входят все затраты, описанные в главах 1-6. Остальные затраты

рассчитываются аналогично, с отличием того итога по главам, по которому берется доля.

Сводный сметный расчет составлен в ценах 1984 года. Перевод в действующие цены произведен с применением территориального коэффициента по Томской области, устанавливаемого согласно письма Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2 [19].

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

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

5 Социальная ответственность

5.1 Производственная безопасность

Вредные производственные факторы по воздействию на организм работающего человека подразделяют на:

- факторы, приводящие к хроническим заболеваниям, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания;
- факторы, приводящие к острым заболеваниям (отравлениям, поражениям) или травмам за счет кратковременного (одиночного и/или практически мгновенного) воздействия.

Опасные производственные факторы по воздействию на организм работающего человека подразделяют на:

- факторы, приводящие к смертельным травмам;
- факторы, приводящие к несмертельным травмам [27].

При строительстве скважин, работающие подвергаются воздействию опасных и вредных производственных факторов, представленных в таблице Е.1 (Приложение Е).

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

5.1.1.1 Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по строительству скважины на месторождении будут проводиться в летний период. Максимальная температура воздуха на данной территории наблюдается в июле (+39°C). Для предотвращения перегрева рабочего персонала предусматривается сооружение навеса, использование легкой и свободной одежды (из хлопчатобумажной или льняной ткани), головных уборов.

Для открытых территорий в теплый период года и при температуре воздуха 25 °С и ниже микроклимат оценивается как допустимый (2 класс). Если температура превышает эту величину, класс условий труда устанавливают по ТНС-индексу (тепловая нагрузка среды), который рекомендуется определять в полдень при отсутствии облачности (Таблица 21) [62].

Таблица 21 – Класс условий труда по показателю ТНС-индекса (°С) для открытых территорий в теплый период года (верхняя граница) [62]

Категория работ	Класс условий труда					
	Допустимый	Вредный				Опасный
		3.1	3.2	3.3	3.4	
Ia	26,4	26,6	27,4	28,6	31,0	>31,0
Iб	25,8	26,1	26,9	27,9	30,3	>30,3
IIa	25,1	25,5	26,2	27,3	29,9	>29,9
IIб	23,9	24,2	25,0	26,4	29,1	>29,1
III	21,8	22,0	23,4	25,7	27,9	>27,9

Для профилактики неблагоприятного влияния повышенной температуры воздуха, будут соблюдаться рациональное питание и правильный питьевой режим [29, 62].

В дождливые дни будут приостановлены все работы кроме буровых, а во время грозы приостанавливаются и буровые работы [63].

5.1.1.2 Превышение уровней шума и вибрации

При бурении скважин используются различные машины и механизмы, которые являются источниками шумов и вибраций, к ним относятся: электромоторы, лебедки, вибросито, ротор и др. Основными источниками шума на буровой являются: роторный стол до 115 дБ, буровая лебедка до 96 дБ, вибросито 98 дБ. При бурении ротором шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ, тогда как согласно ГОСТ 12.1.003-2014 предельно допустимые значения – до 80 дБ [30, 70].

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие такого шума способно привести к развитию у работника потери слуха, увеличению риска артериальной гипертензии, болезней сердечно-сосудистой, нервной системы и др. При этом специфическим клиническим проявлением вредного действия

шума является стойкое нарушение слуха (тугоухость), рассматриваемое как профессиональное заболевание [30].

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять противозумные подшипники, глушители, вовремя смазывать трущиеся поверхности, а также использовать средства индивидуальной защиты: противозумные вкладыши однократного пользования, противозумные вкладыши многократного пользования и противозумные наушники (в том числе с креплением на защитной каске), противозумный шлем [40, 45].

Вибрация относится к факторам, обладающим высокой биологической активностью. Причиной вибрации являются возникающие при работе машин и агрегатов неуравновешенные силовые воздействия.

При длительном воздействии вибрация вызывает хроническое профессиональное заболевание – вибрационную болезнь, включенную в список профессиональных заболеваний. У бурильщиков заболевание может начать развиваться уже через 8-10 лет работы.

При действии на организм общей вибрации в первую очередь страдает опорно-двигательный аппарат: возникают боли в пояснице, конечностях, суставах, мышцах, связках, в области желудка. Вибрационная болезнь выражается общим расстройством с нарушениями сосудистого тонуса, отсутствием аппетита, бессонницей, раздражительностью, быстрой утомляемостью и болевой чувствительностью. Также наблюдаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания.

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и оборудованием требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 "ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования" и Санитарных норм СН 2.2.4/2.1.8.556-96 "Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий".

Снижение воздействия вибрирующих машин и оборудования на организм человека возможно путем использования: виброгасящих ковриков; специальной обуви и перчаток [64].

К средствам коллективной защиты от повышенного уровня шума и вибрации относятся устройства: оградительные; звукоизолирующие, звукопоглощающие; виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие; глушители шума; автоматического контроля и сигнализации; дистанционного управления [45].

На рассматриваемом нефтяном месторождении запроектировано использование всех вышеперечисленных методов и способов борьбы с шумом и вибрацией.

5.1.1.3 Недостаточная освещенность рабочих мест и подходов к ним

В связи с тем, что работы по строительству скважины осуществляют в две смены, то в темное время суток необходимо обеспечить достаточное освещение для качественной и высокопроизводительной работы. При недостаточном освещении человек работает менее продуктивно, быстро устает, растет вероятность ошибочных действий, что может привести к травматизму.

На производственном участке рассматриваемого в проекте месторождения используется как естественное, так и искусственное освещение. Искусственное освещение по своему функциональному значению является рабочим, используется в темное время суток и при недостаточном естественном освещении. На буровой площадке при проведении работ должно быть обязательно освещено: стол ротора, в том числе устье скважины, путь движения талевого блока, противовыбросовое оборудование, силовые установки и вспомогательные агрегаты.

Требуемая освещённость регламентируется приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

При использовании агрегатов для сооружения и ремонта скважин освещенность рабочих мест должна быть не менее:

- устье скважины, роторный стол – 100 лк;
- помещение вышечного и насосного блоков, лебедка – 75 лк;
- талевый блок и путь его движения – 30 лк;
- люлька верхового рабочего – 25 лк;
- превенторная установка – 75 лк;
- лестницы, марши, сходы, приемные мостки – 10 лк;
- автонаматыватель – 15 лк;
- шкалы КИП – 50 лк;
- площадки производства погрузочно-разгрузочных работ – 10 лк [42, 46].

Освещенность рабочих мест и территории скважины соответствует требованиям санитарных норм и правил (ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих) и обеспечивает взрывобезопасность и пожаробезопасность.

5.1.1.4 Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку к тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК H_2S - $0,1 \text{ м}^2/\text{м}^3$ по ГОСТ 12.1.005 - 88. Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

Причиной наибольшего количества отравлений и профессиональных заболеваний при добыче, транспортировке, хранении нефти и газа является вдыхание газов и паров (проникновение через кожу, слизистые оболочки носа, глаз и рта).

Согласно ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности» по степени воздействия на организм вредные вещества подразделяются на четыре класса опасности: чрезвычайно опасные, высоко опасные, умеренно опасные, малоопасные [65].

К средствам коллективной защиты от воздействия химических факторов относятся устройства: оградительные; автоматического контроля и сигнализации; герметизирующие; для вентиляции и очистки воздуха; для удаления токсичных веществ; дистанционного управления; знаки безопасности [45].

В местах бурения скважин в атмосферу поступают выбросы газов и продуктов сгорания при работе двигателей и испарении легколетучих веществ. Повышается *загазованность и запыленность* воздуха за счет химических реагентов, тонкодисперсных порошков извести, цемента, глинопорошков, утяжелителей. Существенная опасность возникает при использовании тонкодисперсных отходов асбеста.

Для защиты органов дыхания на месторождении применяются средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) изолирующие противогазы, респираторы и фильтрующие коробки. В зависимости от загрязняющих веществ, для защиты глаз от пыли, отлетающих частиц твердых материалов и едких веществ работники применяют защитные очки [47].

5.1.1.5 Тяжесть и напряженность физического труда

У 37,4 % работников буровых бригад (бурильщик, помощник бурильщика, слесарь по обслуживанию буровых) труд связан с интенсивными физическими нагрузками: подъемом и перемещением груза 16–20 кг вручную, наклонами корпуса до 300 раз за смену, множеством стереотипных рабочих

движений и удержаний груза, нахождением до 45–50 % времени смены в неудобной фиксированной позе, перемещениями в пространстве как по горизонтали (9–10 км), так и по вертикали (3,4–4,6 км), обусловленными технологическим процессом. Все это соответствует второй степени вредности условий труда по тяжести трудового процесса [66].

Действия данного фактора: возможны заболевания опорно-двигательного аппарата, опущение внутренних органов, сосудистые и другие заболевания, повышенная утомляемость, снижение внимания и, как следствие, возможность травмирования работника, возможны заболевания сердечно-сосудистой системы.

5.1.1.6 Повреждения в результате контакта с насекомыми и животными

Укусы насекомых вызывают зуд, отёк, болезненные ощущения, воспаления и аллергические реакции. Возможны случаи заболевания клещевым энцефалитом, в результате которого происходит тяжелое поражение центральной нервной системы.

К средствам коллективной защиты от воздействия биологических факторов относятся: оборудование и препараты для дезинфекции, дезинсекции, дератизации; оградительные устройства; герметизирующие устройства; устройства для вентиляции и очистки воздуха; знаки безопасности [45].

Средства индивидуальной защиты от клещей и кровососущих насекомых, используемых на месторождении – специальные накомарники, отпугивающие мази и жидкости.

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

5.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Основная опасность движущихся и вращающихся частей рабочего механизма заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за острую

кромку или заусенец инструмента можно получить травму вплоть до смертельного исхода.

Основными мерами предосторожности являются:

- соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с механизмами и инструментами;
- соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться);
- периодическая проверка технического состояния используемых при отборе проб инструментов, повышенное внимание на рабочем месте [35, 45].

К средствам коллективной защиты от воздействия механических факторов относятся устройства: оградительные; автоматического контроля и сигнализации; предохранительные; дистанционного управления; тормозные; знаки безопасности [45].

Оградительные и защитные устройства: сетки, решетки, экраны, кожухи (ГОСТ 12.2.062-81) должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. Запрещается любая работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер необходимо систематически производить проверку наличия защитных заграждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91.

5.1.2.2 Электрический ток

5.1.2.2.1 Молниезащита

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и околотовальных сооружений от прямых ударов молний являются молниеотводы.

Молниеотводы состоят из молниеприемников, тоководов и заземления. Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме вышки, тоководы ведут от молниеприемника к заземлению. В качестве тоководов в данном случае служит непосредственно конструкция самой вышки [36, 37].

Последствия ударов молнии – ожоги и клиническая смерть – сравнимы с последствиями производственных поражений электричеством.

При выборе молниезащитного устройства принимается такое сечение, чтобы при протекании тока молнии они не нагревались. Как правило, подбирается сечение не менее 50 мм². Если устанавливать от несколько параллельных токоотводов, то их сечение может быть уменьшено до 25 - 35 мм². Стальные токоотводящие тросы должны быть оцинкованы. Заземление молниеотвода выполняется из стальных трубчатых заземлителей, соединенных стальными полосами или прутками [37, 55].

Во время грозы запрещается проводить работы на буровой вышке, а также находиться на расстоянии 10 метров от заземляющих устройств молниезащиты [55].

5.1.2.2 Защита от статического электричества

Искровые разряды статического электричества от одежды или тела пользователя чрезвычайно опасны во взрывоопасных атмосферах из-за своей поджигающей способности. В основном они исходят от умеренно проводящего, электрически изолированного объекта. Это может быть тело человека, деталь машины или инструмент. Предполагается, что вся энергия заряда рассеивается в момент искрения. Если энергия заряда выше минимальной энергии воспламенения (МЭВ) паров взрывоопасной окружающей среды, то может произойти воспламенение.

Материалы защитной спецодежды работников взрывопожароопасных объектов, где высока вероятность присутствия взрывоопасных и воспламеняемых сред, должны обладать постоянными антистатическими свойствами [36, 37].

Заземление отдельных деталей и узлов бурового и противовыбросового оборудования является одним из средств защиты от *статического электричества*. При заземлении электростатические заряды отводятся с проводящих и полупроводящих элементов по мере их накопления. В качестве

заземления на буровых используют заделанные в породу трубы или стержни. Применяемые заземлители, не имеющие сопротивления более $4 \text{ Ом} \cdot \text{см}$ в нормальной обстановке, могут в ионизированных условиях, когда происходит фонтанирование газонефтяной смеси, оказаться проводниками, энергии зарядов и их накопления. Поэтому должны быть выполнены мероприятия, обеспечивающие стекание и рассеивание зарядов с электрических и диэлектрических материалов:

- увеличение электрической проводимости окружающей среды;
- снижение поверхностного или объемного сопротивления электризующихся поверхностей путем обработки поверхности буровых вышек и оборудования антистатическими веществами и применения футерованных труб;
- отвод искроносящих тел;
- использование оборудования из однородного металла, что обеспечивает снижение электростатического эффекта;
- режим работы генераторов и двигателей внутреннего сгорания должен быть равномерным, чтобы не допустить искрения на коллекторах трения [55].

К средствам коллективной защиты от повышенного уровня статического электричества относятся: заземляющие устройства; нейтрализаторы; увлажняющие устройства; антиэлектростатические вещества; экранирующие устройства [45].

5.1.2.3 Взрывопожароопасность

На нефтедобывающих предприятиях для предотвращения образования взрывоопасных концентраций в помещениях и других закрытых местах герметизируют оборудование и все пути передвижения нефти и газа, осуществляют эффективную вентиляцию помещений, проводят мероприятия по предотвращению появления огня во взрывоопасных местах. Во взрывоопасных помещениях допускаются только безопасные в пожарном отношении приборы,

тип или защита которых полностью соответствуют степени пожарной опасности процесса.

При бурении скважин должны быть соблюдены требования, предусмотренные Едиными техническими правилами ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях и Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности:

- площадка, предназначенная для монтажа буровой установки, должна быть свободна от наземных и подземных трубопроводов, кабелей, очищена от леса, кустарника, травы и спланирована в радиусе не менее 50 м;
- баллоны с горючими газами (водород, ацетилен, пропан, этилен и др.) следует хранить отдельно от баллонов с кислородом, сжатым воздухом и другими окислителями, а также от токсичных газов;
- при хранении и транспортировании баллонов с кислородом нельзя допускать попадания на них жира и соприкосновения арматуры с промасленными материалами;
- запрещается на расстоянии 10 м вокруг склада с баллонами хранить горючие материалы и производить работы с открытым огнем;
- технологические режимы ведения работ и конструктивное исполнение агрегатов и установок должны исключить возможность образования взрывопожароопасных смесей внутри аппаратов и трубопроводов;
- территория для размещения пожарной техники вокруг буровой площадки должна быть шириной не менее 12 м;
- расстояние от площадки до устья скважины должно быть не более 15 м;
- топливные резервуары для двигателей внутреннего сгорания (ДВС) должны быть расположены на расстоянии не менее 40 м от наружных стен зданий и сооружений буровой;
- выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания буровых установок следует удалять на расстоянии не менее 15 м от устья скважины, не

менее 5 м от боковой обшивки приводного блока (при горизонтальной прокладке выхлопного трубопровода) и не менее чем на 1,5 м выше конька крыши приводного блока (при вертикальной прокладке выхлопных труб);

- расположение трансформаторов (подстанций) должно исключать их затопление буровым раствором и ливневыми водами;
- трубы как при наливке нефти в емкости, так и при прокачке через них в скважину должны быть надежно заземлены;
- помещение силового привода вышечного и насосного блоков буровой должно быть тщательно провентилировано от нефтяных паров;
- остатки жидкости, отработанную нефть, применяемую для ванн, следует сливать только в производственную канализацию, нефтеловушку или емкость; сливать их на землю запрещается; емкость вывозят в пожаробезопасное место;
- выкидные трубопроводы для отвода газа следует оборудовать факельной установкой, располагаемой с подветренной стороны на расстоянии не менее 60 м от устья скважины;
- площадь вокруг факельной установки в радиусе 15 м должна быть очищена от кустарника, травы и деревьев; территорию вокруг факельной установки в радиусе 30 м необходимо оградить и обозначить предупреждающими знаками;
- жилые, бытовые и административные вагончики для вахтовых бригад следует располагать на расстоянии, равном высоте вышки плюс 10 м, но не менее 60 м от устья скважины [46].

На объектах нефтяной промышленности каждая буровая установка должна иметь: пенные огнетушители, ящики с песком по 0,5 м³, лопаты, топоры, ломы, багры, пожарные ведра [46].

Во всех производственных, административных, складских и вспомогательных помещениях месторождения вывешиваются таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны. Правила применения на территории объекта открытого огня, проезда транспорта, допустимости курения,

проведения временных пожароопасных работ устанавливаются общими объектовыми инструкциями о мерах пожарной безопасности.

5.1.2.4 Работа на высоте

Основным опасным производственным фактором при работе на высоте является расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли, связанное с этим возможное падение работника или падение предметов на работника, что может привести к серьезным травмам, в том числе со смертельным исходом [49].

К коллективным средствам защиты от падения с высоты относятся: ограждения; защитные сетки; знаки безопасности.

Индивидуальные средства защиты от падения с высоты и другие предохранительные средства: предохранительные пояса, тросы; ручные захваты, манипуляторы; наколенники, налокотники, наплечники; каски защитные [45, 49].

На рассматриваемом в проекте месторождении в случае, если работа проводится на высоте 2 метра от земли, рабочие места оборудованы площадками с мостиками, имеют лестницы и перила. При осуществлении работ на высоте свыше 3 метров все рабочие надевают предохранительные пояса. При плохих погодных условиях (ливень, гроза, порывистый ветер, сильный снегопад) работы на высоте на объекте не ведутся [45, 49].

5.1.2.5 Работа с оборудованием под давлением

Опасности, которые связаны с разрушением узлов оборудования, которые работают под давлением: буровые цементные насосы, компрессоры, бурильные и обсадные колонны, устьевое оборудование скважины, пластоиспытатели, буровые рукава и т.д. [67].

Работы с оборудованием, находящимся под давлением, производятся в соответствии с ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»:

- устранение неисправностей, замена быстроизнашивающихся и сменных деталей фонтанной арматуры под давлением запрещаются; в отдельных случаях (аварийные ситуации и т.п.) эти работы могут производиться специально обученным персоналом с использованием специальных технических средств;

- при гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ; ликвидация пропусков под давлением запрещается;

- обогрывать трубопроводы открытым огнем запрещается;

- передвижные насосные установки необходимо располагать на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, расстояние между ними должно быть не менее 1 м; другие установки для выполнения работ (компрессор, парогенераторная установка и др.) должны размещаться на расстоянии не менее 25 м от устья скважины; агрегаты устанавливаются кабинами от устья скважины;

- вибрация и гидравлические удары в нагнетательных коммуникациях не должны превышать установленные нормы;

- для подачи теплоносителя под давлением запрещается применять резиновые рукава;

- аппараты, работающие под давлением, оснащаются манометрами, указателями уровня, запорной и предохранительной аппаратурой, люками для внутреннего осмотра, а также дренажной линией для опорожнения;

- запрещается эксплуатация аппаратов, емкостей и оборудования при неисправных предохранительных клапанах, отключающих и регулирующих устройствах, при отсутствии или неисправности контрольно-измерительных приборов и средств автоматики;

- в целях обеспечения безопасности производства работ при креплении скважин агрегаты необходимо устанавливать на заранее подготовленной площадке, при этом расстояние от устья скважин до блок-манифольдов и агрегатов должно составлять не менее 10 метров; от блок-

манифольдов до агрегатов – не менее 5 метров; между цементирующими агрегатами и цементосмесительными машинами – не менее 1,5 метров [61].

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Защита селитебной зоны

По своему функциональному назначению санитарно-защитная зона (СЗЗ) является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности при эксплуатации объекта в штатном режиме. Размеры такой зоны должны обеспечивать уменьшение вредного воздействия источника на окружающую атмосферу до значений, установленных гигиеническими нормативами [56].

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» установлен размер санитарно-защитной зоны и минимальные разрывы для объектов нефтедобычи: Глава 7, п. 7.1.3. Добыча руд и нерудных ископаемых:

- **класс I – санитарно-защитная зона 1000 м.** Промышленные объекты по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 т/сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов.
- **класс II – санитарно-защитная зона 300 м.** Промышленные объекты по добыче нефти при выбросе сероводорода до 0,5 т/сутки с малым содержанием летучих углеводородов.

В зависимости от того к какому классу опасности отнесена скважина СЗЗ может быть 1000, либо 300 метров. Для рассматриваемого нефтяного месторождения выбирается класс II с СЗЗ, равной 300 метров [56].

5.2.2 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Мероприятия по охране атмосферного воздуха на рассматриваемом месторождении включают в свой состав следующее: доведение до минимума выбросов вредных веществ в атмосферу от стационарных источников на буровых площадках и от автотранспорта. В целом состояние воздушного бассейна на территории месторождения оценивается как экологически

благополучное, допускающее по этому фактору дальнейшую его разработку [68].

5.2.3 Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения

Для снижения загрязнения окружающей среды отходами бурения, содержащими химические реагенты, на месторождении проводятся мероприятия:

- разработка безвредных рецептов буровых растворов, включающих нетоксичные или слаботоксичные химические реагенты;
- создание условий хранения отходов в амбарах, исключающих возможность попадания загрязняющих веществ в гидросферу даже в экстремальных условиях;
- утилизация отработанных буровых растворов путем многократного их использования;
- закачка отходов бурения в поглощающие горизонты [68].

5.2.4 Охрана окружающей среды при складировании отходов промышленного производства

Основными отходами при производстве работ являются буровые шламы, буровые сточные воды, отработанные буровые растворы. Важную роль при подготовке к утилизации и размещению отходов бурения играет оборудование, осуществляющее очистку выбуренной породы и разделение отходов на жидкую и твердую фракции. Объектом размещения твердой фракции (бурового шлама) является гидроизолированный технологический шламовый амбар. Технология захоронения буровых шламов заключается в локализации буровых шламов в шламовом амбаре, конструкция которого не позволяет опасным веществам распространяться в окружающую среду. Для отработанных буровых растворов и буровых сточных вод предусмотрено максимальное вовлечение для повторного их использования при различных технологических операциях как для нужд

буровой бригады, так и для поддержания пластового давления в нагнетательных скважинах [44].

Прочие отходы (отработанные индустриальные масла, отработанные резинометаллические изделия, металлолом и прочие твердые отходы) также раздельно собираются на буровой.

Выбор метода обезвреживания отходов бурения производится в каждом конкретном случае в зависимости от опасности отходов и необходимых способов их обезвреживания, обеспечивающих охрану окружающей среды [44].

5.2.5 Охрана растительного и животного мира

Важнейшим поражающим окружающую среду фактором выступает поведение персонала промысла на всех стадиях освоения месторождения. Оно проявляется в разных формах – от неквалифицированной эксплуатации машин и оборудования до прямого браконьерства. Помимо прямого влияния (сбор дикоросов, отстрел животных и птиц, вылов рыбы), существенно и косвенное влияние присутствия человека: шум, вытаптывание, обеднение флоры и фауны отдельными видами, являющимися объектами сбора или отстрела, пожары, мусор и пр.

С целью сохранения богатства растительного и животного мира, в проекте предусмотрено наличие обязательств по неуклонному повышению экологической чистоты производства и постепенному снижению уровня воздействия на окружающую среду у всех заинтересованных сторон. Соблюдать данные обязательства должны все сотрудники компании-заказчика, а также подрядных организаций [56, 57].

5.2.6 Охрана окружающей среды при обращении с отходами производства и потребления

В связи с отсутствием в прилегающей к предполагаемому району осуществления проекта зоне специализированных объектов, предназначенных для захоронения отходов, проектируем специальный полигон утилизации нефтешлама, предназначенный для временного накопления и дальнейшего

термического обезвреживания нефтешламов и нефтезагрязненных грунтов, а также полигоны для захоронения твердых бытовых и промышленных отходов [44].

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- пожары, в том числе лесные;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы ГСМ;
- разрушение буровой установки [61].

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются: недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой; недолив скважины при спускоподъемных операциях; поглощение жидкости, находящейся в скважине; уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта; длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв [61].

Основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превентор, шаровый кран.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора [61].

При разноразмерном инструменте на мостках необходимо иметь специально опрессованную трубу с переводником и шаровым краном по диаметру и прочности соответствующую верхней секции бурильной колонны. Труба, переводник и шаровой кран окрашиваются в красный цвет.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!» [61].

Основные причины возникновения взрывов и пожаров на буровых:

- нарушение правил ведения буровых работ;
- несоблюдение противопожарных правил;
- беспечность и халатность членов буровой бригады;
- проведение сварочных работ на устье скважины;
- отопрев буровых механизмов в зимнее время открытым огнём;
- замазученность и захламлённость основания буровой [61].

Предупреждение пожаров и взрывов на буровых заключается в:

- соблюдении правил пожарной безопасности;
- отопреве замёрзших частей бурового оборудования паром (в зимнее время года);

- недопущении проведения сварочных работ на устье скважины во время проявления;
- устранении загрязнённости и замазученности основания и пола буровой [69].

Работы, предусмотренные проектом при возникновении на месторождении нештатной ситуации:

1. 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. В таких случаях все работы на площадке должны быть приостановлены до устранения причин возникновения и последствий нештатной ситуации.

2. 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). Дислокация складов должна обеспечивать оперативную доставку необходимых средств на строительную площадку.

3. Ликвидация аварий, связанных с газонефтеводопроявлениями или открытым фонтанированием, должна производиться в соответствии с Планом мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (ПЛА) и «Инструкцией по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при бурении, освоении, испытании, текущем, капитальном ремонте и эксплуатации нефтяных и газовых скважин».

4. При газонефтеводопроявлениях или открытом фонтанировании все работы, включая добычу нефти, должны быть прекращены до ликвидации аварии.

5. При авариях с разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы, включая добычу нефти, должны быть прекращены. Технические

средства и люди, не задействованные в работах по ликвидации аварии, должны быть эвакуированы в безопасное место.

6. В случае затопления места работ паводковыми водами выше колонных фланцев бурение, освоение и ремонт скважин не допускаются, а эксплуатация скважин осуществляется по специальному плану, согласованному с территориальным управлением Ростехнадзора [70].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Согласно ст. 224 ТК РФ работодатель обязан соблюдать ограничения на привлечение отдельных категорий работников к выполнению тяжелых работ, работ во вредных и (или) опасных условиях. Так, трудовое законодательство ограничивает использование труда женщин на работах в тяжелых, вредных или опасных условиях (ст. 253 ТК РФ). Перечень таких работ утвержден Постановлением Правительства РФ от 25.02.2000 №162. Лица, не достигшие возраста 18 лет, на вредные или опасные работы не допускаются (ст. 265 ТК РФ). Перечень работ, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе 18 лет, утвержден Постановлением Правительства РФ от 25.02.2000 №163.

В отношении остальных работников, занятых на работах во вредных и опасных условиях, Трудовым кодексом ***предусмотрен ряд льгот и компенсаций:***

- сокращенная продолжительность рабочего времени / не более 36 часов в неделю/ (ст. 92 ТК РФ);
- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск /минимальная продолжительность – 7 календарных дней/ (ст. 117 ТК РФ);
- оплата труда в повышенном размере /минимальный размер повышения оплаты труда работникам составляет 4 процента тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда/ (ст. 147 ТК РФ);

- проведение за счет работодателя обязательных предварительных при поступлении на работу и периодических медицинских осмотров, а также обязательного психиатрического освидетельствования (ст. 213 ТК РФ);
- компенсационные выплаты (ст. 219 ТК РФ);
- выдача специальной одежды, специальной обуви, средств индивидуальной защиты, смывающих и обезвреживающих веществ (ст. 221 ТК РФ);
- выдача молока и лечебно-профилактического питания (ст. 222 ТК РФ).

Компенсации, льготы, доплаты и надбавки, которые предприятие обязуется предоставить работнику за работу в тяжелых, вредных или опасных условиях (ст. 57 ТК РФ) фиксируются в трудовых договорах, а также коллективном договоре Компании.

Обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний являются гарантом защиты работников в случае ущерба здоровью работающих в процессе трудовой деятельности.

Чем безопаснее по результатам аттестации рабочее место сотрудника, тем ниже тарифы для отчислений установлены для работодателя. С экономической точки зрения, такой вид страхования призван стимулировать работодателей к снижению потенциальных рисков болезней и травм своих сотрудников на рабочих местах посредством дифференциальных тарифов.

Если с сотрудником произошёл несчастный случай на производстве или профессиональное заболевание, то работодатель полностью оплачивает такому работнику больничный лист (вне зависимости от стажа работы), а также компенсирует средства на лечение и реабилитацию. Каждый сотрудник, работающий по трудовому договору, должен быть застрахован в системе ФСС, тогда при наступлении страхового случая он имеет право на получение выплат. Кроме оплаты больничных листов и компенсационных выплат, средства из ФСС,

поступающие от работодателей по этому виду страхования, идут на оплату мероприятий по предупреждению травматизма.

Средства поступают в Фонд социального страхования РФ за счёт обязательных страховых взносов, а также штрафов и пеней от юридических лиц за нарушение норм Федерального закона от 24.07.1998 №125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний».

В силу сложности и специфики профессиональной деятельности работники газовой и нефтяной отрасли имеют право на досрочное *пенсионное обеспечение* (п.2 ч.1 ст.30 Федерального закона от 28.12.2013 №400-ФЗ «О страховых пенсиях»). Для назначения досрочной пенсии необходимы следующие основания: достижение возраста 55 лет для мужчин, если они проработали на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеют страховой стаж не менее 25 лет. Это рабочие, руководители и специалисты, занятые на бурении, добыче и переработке нефти, газа и газового конденсата, в соответствии с разделом XII Списка № 2 постановления Кабинета Министров СССР от 26.01.1991 №10 «Об утверждении Списков производств, работ, профессий, должностей и показателей, дающих право на льготное пенсионное обеспечение». В соответствии с постановлением Правительства РФ от 16.07.2014 № 665 указанные Списки продолжают действовать в настоящее время.

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Общие требования к рабочим местам определены приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»:

1. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи.

2. Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

3. Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем рабочего либо обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м – лестницами с перилами.

4. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов).

5. Лестницы необходимо оборудовать промежуточными площадками, установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали одна от другой.

6. Расстояние между ступенями лестниц тоннельного типа и лестниц-стремянок должно быть не более 0,35 м.

7. Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 0,04 м, и, начиная с высоты 0,75 м, перила высотой 1,25 м и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости.

8. Работы, связанные с опасностью падения работающего с высоты, должны проводиться с применением предохранительного пояса.

9. Потенциально опасные места объектов добычи, подготовки и транспорта нефти и газа (открытые емкости, трансмиссии и др.) должны быть надежно ограждены, в том числе временными ограждающими устройствами.

10. Высота перильных ограждений должна быть достаточной для исключения доступа к движущимся частям технических устройств во время их работы.

11. На участках должны иметься санитарно-бытовые помещения для работающих, занятых непосредственно на производстве, спроектированные в зависимости от групп производственных процессов.

12. В местах проезда автотранспорта под инженерными коммуникациями (переходы трубопроводов, кабельные эстакады и др.) должны быть установлены дорожные знаки с указанием габаритов высоты проезда.

13. Амбары, ямы, колодцы (шахты), котлованы, а также различного рода емкости, выступающие над поверхностью земли менее чем на 1 м, во избежание падения в них людей должны быть ограждены или перекрыты.

14. Колодцы подземных коммуникаций должны быть закрыты прочными крышками, иметь скобы или лестницу для спуска в них.

15. В местах перехода людей над уложенными по поверхности земли рядами трубопроводов, а также над канавами и траншеями должны устраиваться переходные мостки с перилами.

Заключение

В ходе выполнения данной работы были запроектированы и обоснованы технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 3003 метров на нефтяном месторождении Томской области.

В частности, были заданы профиль скважины, запроектирована её конструкция, выбраны параметры режимов бурения для всех интервалов, приняты забойные двигатели, рассчитана компоновка бурильной колонны. Также были осуществлены расчеты процессов заканчивания скважины: определены наружные и внутренние избыточные давления, запроектирована обсадная колонна по все её длине, рассчитаны процессы цементирования скважины.

В специальной части рассматривалось влияние различных химических реагентов на эластомер винтовых забойных двигателей при различных температурах. На первом этапе было установлено значительное влияние одного из реагентов на образцы эластомера в каждой температурной точке и с концентрацией реагента, равной 100 процентам. На втором этапе производились исследования с целью выявления возможного влияния данного реагента, взятого в концентрациях, установленных на производстве, на образцы эластомера. Анализируя результаты данного этапа, возможно прийти к выводу о том, что влияние рассматриваемого реагента, взятого в установленных техническим регламентом концентрациях, на эластомер минимально и с малой вероятностью приведет к возникновению возможной аварийной ситуации.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» определены различные технико-экономические показатели, рассмотрение которых достаточно для оценки эффективности экономической деятельности предприятия и рентабельности запроектированной скважины.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены различные аспекты организации безопасности труда в процессе строительства проектной скважины.

Список использованных источников

1. Исмаилов И.Т., Степанов Н.А., Ефременко Е.Н., Аббасов В.М. Оценка биолюминесцентным ферментативным методом биоцидных свойств ингибиторов коррозии, полученных на основе растительных масел / Вестник Московского университета. - Серия 2. Химия. - 2015. - Т. 56. - № 4.
2. Исмаков Р.А., Аль-Сухили М.Х. Исследование влияний различных реагентов на работу силовой секции винтовых забойных двигателей / Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2015. – №1.
3. Исмаков Р.А., Закиров Н.Н., Аль-Сухили М.Х., Топоров Е.С. Исследование работы пары «эластомер – металл» силовой секции винтового забойного двигателя // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2-3.
4. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно-направленных скважин [Текст]: учеб. пособие / С.А. Кейн. – Ухта: УГТУ, 2014. – 119 с.
5. Петров Н. А., Давыдова И. Н., Акодис М. М. Исследование комплексных реагентов СНПХ-ПКД-515 и СНПХ-ПКД-515Н в качестве модифицирующих добавок в технологические жидкости нефтяной промышленности / Башкирский химический журнал. – 2006. – т. 13. - № 2.
6. Петров Н.А., Коренько А.В., Давыдова И.Н., Комлева С.Ф. Обработка бурового раствора при бурении скважин с горизонтальным окончанием / Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – №3.
7. Тимашев Э.О., Ямалиев В.У. Анализ причин разрушения эластомеров обойм винтовых насосов / Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2005. – №1.
8. Хайруллин Д.Н., Выгузов А.М., Кузнецов А.В., Лебедева Н.А. Двигательные секции «Радиус-Сервис»: высокое качество, новые возможности / Специализированный журнал «Бурение и нефть». – 2016. - №4.

9. Шамрай Ю.В., Шакирзянов Р.Г., Лисицына М.Н., Кошелев В.Н., Лушпеева О.А., Проводников Г.Б. Лабораторные и промысловые испытания ПАВ комплексного действия СНПХ-ПКД-515 / Нефтяное хозяйство. – 1998.

10. Шулепов В. А. Конструктивные и технологические методы повышения энергетических характеристик и долговечности героторных механизмов винтовых забойных двигателей / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва. – 2011.

11. Газпромнефть-Восток [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://vostok.gazprom-neft.ru/> (дата обращения: 30.05.2017).

12. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 30.05.2017).

13. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburennnyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 30.05.2017).

14. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 30.05.2017).

15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

16. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

17. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

18. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.

19. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.

20. Романюк В.Б. Методические указания для выполнения раздела ВКР «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, и ресурсосбережение»

21. За честный бизнес [Электронный ресурс] Режим доступа: https://zachestnyibiznes.ru/company/ul/1057002610378_7017126251_OOO-GAZPROMNEFTY-VOSTOK/balance (дата обращения: 30.05.2017).

22. Rusprofile [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.rusprofile.ru/id/2643506> (дата обращения: 30.05.2017).

23. Аразинов В.Д., Как составлять строительные сметы. – СПб.: Питер, 2007. – 208 с.: ил. – (Серия «Строительный бизнес»).

24. Пармузин, П. Н. Экономика и организация геологоразведочных работ [Текст]: метод. указания к курсовой работе для студентов специальности 130304 «Геология нефти и газа» / П. Н. Пармузин, Т. В. Абрамичева. – Ухта: УГТУ, 2012. – 44 с.

25. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. Национальный стандарт Российской Федерации.

26. Международный стандарт IC CSR-08260008000. Социальная ответственность Организации. Требования. 2011 г.

27. ГОСТ 12.0.003-74. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы.

28. ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности"

29. ГОСТ 12.1.005-88. Межгосударственный стандарт. Система безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

30. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум.

31. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность.

32. СН 2.2.4/2.1.8.556–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.

33. СП 52.13330.2011. Свод правил. Естественное и искусственное освещение.

34. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное.

35. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

36. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Национальный стандарт РФ. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защит.

37. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.

38. Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 №390 «О противопожарном режиме».

39. ГОСТ Р 12.4.026-2001. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная.

40. ГОСТ 12.4.051-87 (СТ СЭВ 5803-86) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха.

41. ГОСТ 12.1.008-76. Биологическая безопасность.

42. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 №1012 утверждены Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

43. Гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

44. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94.

45. ГОСТ 12.4.011-89. Межгосударственный стандарт. «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих».

46. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО-85.

47. ПБЭ НП-2001. Правила безопасной эксплуатации и охраны труда для нефтеперерабатывающих производств.

48. Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 №116 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением».

49. Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

50. Приказ Минтруда России от 28.03.2014 №155н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте».

51. Р 2.2.2006-05.2.2. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

52. ГОСТ 22.0.07-97/ГОСТ Р 22.0.07-95. Межгосударственный стандарт. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

53. Приказ Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 №372 «Об утверждении Положения об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в Российской Федерации».

54. Приказ Ростехнадзора от 11.03.2013 №96 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».

55. Приказ Ростехнадзора от 26.12.2012 №781 «Об утверждении рекомендаций по разработке планов локализации и ликвидации аварий на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах».

56. СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций».

57. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

58. ВРД 39-1.13-057-2002 регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин ОАО «Газпром».

59. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

60. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 №163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет».

61. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

62. Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».

63. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов/ С.В.Белов, А.В.Ильницкая, А.Ф.Козьяков и др.: Под общ.ред. С.В.Белова. 7-е изд., стер.-М.: Высш.шк., 2007.-616с.

64. Защита от вибрации: Учебное пособие для самостоятельного изучения и к практическим занятиям для студентов / С.Г.Кашина. – Казань: Изд-во Казанского гос. Архитект. – строит.ун-та, 2012. – 133 с.

65. Теоретические основы добычи нефти и газа для операторов [Текст]: учеб. пособие. В 3 ч. Ч. 3 / А. А. Мордвинов, О. М. Корохонько. – Ухта : УГТУ, 2010. – 107 с.

66. Влияние производственных факторов на состояние здоровья работников нефтедобычи при вахтовой организации труда в Заполярье. В. Д. Алексеенко, Н. Н. Симонова, *Т. Н. Зуева Экология человека 2009/06.

67. «Повышение уровня безопасности на опасных производственных объектах, эксплуатирующих оборудование, работающее под избыточным давлением». Закирова З.А., Шаяхметова А.И. Электронный научный журнал «Нефтегазовое Дело», 2016/2.

68. Промышленная экология: учеб. пособие/ Л.И. Бондалетова, В.Г. Бондалетов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 247 с.

69. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин [Текст]: учеб. пособие / С. В. Каменских [и др.]. – Ухта: УГТУ, 2014. – 231 с.

70. Вадецкий Ю.В., Бурение нефтяных и газовых скважин, М., "Недра", 1985 г.

71. Романенко С.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ/Сост. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 11 с.

72. Безопасность жизнедеятельности: методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов / Сост. Н.В. Крепша. – Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 32 с.

Приложение А

Таблица А.1 – 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	пески	40
			суглинки	40
			глины	10
			алеврит	10
Pg ₃ nk	20	140	пески	70
			глины	30
Pg ₂₋₃ cg	140	190	глины	80
			алевролиты	10
			пески	10
Pg ₂ ll	190	240	глины	100
Pg ₁ tl	240	280	глины	80
			песчаники	20
K ₂ gn	280	430	глины	100
K ₂ sl	430	490	глины	100
K ₂ ip	490	680	глины	80
			песчаники	20
K ₂ kz	680	700	глины	100
K ₁₋₂ pk (1+2)	700	1350	пески	50
			глины	20
			песчаники	20
			алевролиты	10

Продолжение таблицы А.1

K ₁ al	1350	1760	глины	50
			песчаники	30
			алевролиты	20
K ₁ kls	1760	2260	алевролиты	40
			песчаники	30
			глины	30
K ₁ tr	2260	2350	песчаники	50
			глины	20
			алевролиты	15
			аргиллиты	15
K ₁ klm	2350	2580	песчаники	40
			алевролиты	30
			аргиллиты	30
J ₃ bg	2580	2605	аргиллиты	100
J ₃ gr	2605	2610	аргиллиты	50
			глины	50
J ₃ vs	2610	2680	аргиллиты	50
			алевролиты	30
			песчаники	20
J ₂ tm	2680	2985	аргиллиты	50
			алевролиты	20
			песчаники	30
J ₁ sal	2985	3005	песчаники	60
			аргиллиты	40
J ₁ tog	3005	3035	аргиллиты	100

Таблица А.2 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород по промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11
Q	0	20	глины	2.1	-	0	95	IV	мягкая
			суглинки	2.0	-	0	30	IV	
			пески	1.9	-	500	-	X	
			супеси	2.0	-	0	-	X	
Pg ₃ nk	20	140	пески	2.4	-	600	-	X	мягкая
			глины	2.4	-	0	95	IV	
Pg ₂₋₃ cg	140	190	пески	2.5	-	600	-	X	мягкая
			алевролиты	2.6	-	50	-	X	
			глины	2.4	-	0	95	IV	
Pg ₂ ll	190	240	глины	2.1	-	0	95	IV	мягкая
Pg ₂ tl	240	280	глины	2.4	-	1	90	IV	мягкая
			песчаники	2.6	35	600	8	X	
K ₂ gn	280	430	глины	2.4	-	0	95	IV	мягкая
K ₂ sl	430	490	глины	2.4	-	0	95	IV	мягкая
K ₂ ip	490	680	глины	2.4	-	0	90	IV	мягкая
			песчаники	2.6	32	450	8	X	
K ₂ kz	680	700	глины	2.4	-	0	90	IV	мягкая

Продолжение таблицы А.2

K ₁₋₂ pk(1+2)	700	1350	глины	2.4	-	0	95	IV	мягкая
			песчаники	2.6	31.5	1000	5	X	средняя
			алевролиты	2.6	13.5	10	18	VI	
			пески	2.5	38	1450-1500	7	X	
K ₁ al	1350	1760	глины	2.67	-	10	95	IV	мягкая
			алевролиты	2.69	-	5	25	X	средняя
			песчаники	2.60	17.6	12	5	X	
K ₁ kls	1760	2260	песчаники	2.60	26.2	100	5	X	средняя
			алевролиты	2.69	-	30	25	X	
			глины	2.60	-	5	95	IV	мягкая
K ₁ tr	2260	2350	песчаники	2.60	25	50	20	X	средняя
			глины	2.40	-	0	95	IV	
			алевролиты	2.69	-	30	25	X	
			аргиллиты	2.67	-	5	95	IV	
K ₁ klm	2350	2580	песчаники	2.60	17	240	20	X	средняя
			алевролиты	2.69	-	30	25	VI	
			аргиллиты	2.67	-	2	95	IV	
J ₃ bg	2580	2605	аргиллиты	2.67	-	0	95	IV	средняя
J ₃ gr	2605	2610	аргиллиты	2.67	-	5	95	IV	средняя
			глины	2.40	-	0	25	VI	
J ₃ vs	2610	2680	аргиллиты	2.67	-	5	0	V	средняя
			алевролиты	2.69	-	15	25	VI	твердая
			песчаники	2.60	18	32	20	X	средняя
J ₂ tm	2680	2985	аргиллиты	2.67	-	-	90	IV	твердая
			алевролиты	2.69	-	-	25	VI	
			песчаники	2.60	12.6	2.09	20	X	

Продолжение таблицы А.2

J ₁ sal	2985	3005	песчаники	2.60	15	2.09	20	X	твердая
			аргиллиты	2.67	-	5	90	IV	
J ₁ tog	3005	3035	аргиллиты	2.67	-	5	90	IV	твердая

Таблица А.3 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/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	0,00	0,22	3
Pg ₃ nk	20	140	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	10
Pg ₂₋₃ cg	140	190	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	15
Pg ₂ ll	190	240	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	16
Pg ₁ tl	240	280	0,100	0,100	0,100	0,100	0,195	0,195	0,22	0,22	18
K ₂ gn	280	430	0,100	0,100	0,100	0,100	0,195	0,195	0,23	0,23	20
K ₂ sl	430	490	0,100	0,100	0,100	0,100	0,195	0,195	0,23	0,23	20
K ₂ ip	490	680	0,100	0,100	0,100	0,100	0,195	0,195	0,23	0,23	21
K ₂ kz	680	700	0,100	0,100	0,100	0,100	0,195	0,195	0,23	0,23	21
K ₁₋₂ pk(1)	700	1350	0,100	0,100	0,100	0,100	0,195	0,190	0,23	0,23	52
K ₁₋₂ pk(2)	1350	1690	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,180	0,23	0,23	53
K ₁ al	1690	1760	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,170	0,23	0,23	65
K ₁ kls	1760	2260	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,160	0,23	0,23	75
K ₁ tr	2260	2350	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	79
K ₁ klm	2350	2580	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	79

Продолжение таблицы А.3

J ₃ bg	2580	2605	0,100	0,101	0,100	0,101	0,160	0,160	0,24	0,24	85
J ₃ gr	2605	2610	0,101	0,101	0,101	0,101	0,160	0,160	0,24	0,24	88
J ₃ vs	2610	2680	0,101	0,102	0,101	0,102	0,160	0,160	0,24	0,24	90
J ₂ tm	2680	2985	0,102	0,102	0,102	0,102	0,160	0,160	0,24	0,24	100
J ₁ sal	2985	3005	0,102	0,102	0,102	0,102	0,160	0,160	0,24	0,24	101
J ₁ tog	3005	3035	0,102	0,102	0,102	0,102	0,160	0,160	0,24	0,24	102

Таблица А.4 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес- кого 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							
J ₂ (Ю ₇)	2734	2766	терригенный поровый	743	18,2	377	-
J ₁₋₂ (Ю ₁₄₋₁₅)	2964	3003	терригенный поровый	811	5-10	156	-
Газоносность							
J ₂ (Ю ₁₀)	2841	2855	терригенный поровый	755	115,7	-	-
J ₂ (Ю ₁₃)	2919	2929	терригенный поровый	706	37,2	-	-
Водоносность							
Q	0	20	поровый	1000	20-160	-	Нет. Минерализ. – 0,1-0,2 г/л. Хим. Состав (преобладающий): Cl ⁻ - 89 мг-экв/л, Na ⁺ , K ⁺ - 82 мг-экв/л

Продолжение таблицы А.4

Pg ₃ nk	20	140	поровый	1000	до 300	-	Да. Минерализ. – 0,11-0,87 г/л. Хим. Состав (преобладающий): Cl ⁻ - 89 мг-экв/л, Na ⁺ , K ⁺ - 82 мг-экв/л
K ₁₋₂ pk	700	1690	поровый	1004	168-492	-	Нет. Минерализ. – 11-15 г/л. Хим. Состав (преобладающий): Cl ⁻ - 97 мг-экв/л, Na ⁺ , K ⁺ - 89 мг-экв/л
K ₁ kls – K ₁ klm	1760	2580	поровый	1036	100-200	-	Нет. Минерализ. – 17-27 г/л. Хим. Состав (преобладающий): Cl ⁻ - 394,5 мг-экв/л, Na ⁺ , K ⁺ - 291,3 мг-экв/л
J ₃ vs-J ₂ tm	2610	2940	терригенный	1022	до 125	-	Нет. Минерализ. – 40,1 г/л. Хим. Состав (преобладающий): Cl ⁻ - 657,8 мг-экв/л, Na ⁺ , K ⁺ - 624,5 мг-экв/л

Таблица А.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – Pg ₃ nk	0	140	Поглощения бурового раствора	Максимальная интенсивность – 1 м ³ /час, потерь циркуляции нет. Возникает при увеличении плотности промывочной жидкости против проектной, а также при репрессии на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₁₋₂ pk	700	1690		

Продолжение таблицы А.5

Q – Pg ₃ nk	0	140	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы, возникающие при повышенной водоотдаче (более 10 см ³ /30 мин) бурового раствора, плотности ниже 1,16 г/см ³ .
K ₁₋₂ pk	700	1690		Осыпи и обвалы, возникающие при повышенной водоотдаче (более 10 см ³ /30 мин) бурового раствора, плотности ниже 1,10 г/см ³ (в интервале под эксплуатационную колонну).
J ₁ sal	2985	3005		Осыпи и обвалы, возникающие при повышенной водоотдаче (более 10 см ³ /30 мин) бурового раствора, плотности ниже 1,10 г/см ³ (в интервале под эксплуатационную колонну).
Q-Pg ₃ nk	0	20	Газонефтеводо- проявления	Водопроявление с плотностью флюида 1,0 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
K ₂ ip	20	140		
K ₁₋₂ pk	700	1690		Водопроявление с плотностью флюида 1,004 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
K ₁ kls – K ₁ klm	1760	2580		Водопроявление с плотностью флюида 1,036 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
J ₃ vs	2610	2680		Водопроявление с плотностью флюида 1,02 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
J ₂ tm	2680	2940		
J ₂ tm	2734	2766		Нефтепроявление с плотностью флюида 0,547 г/см ³ . Возникает при несоблюдении параметров бурового раствора, снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
J ₂ tm	2841	2855		Газонефтепроявление с плотностью флюида 0,7 г/см ³ . Возникает при несоблюдении параметров бурового раствора, снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
J ₂ tm	2919	2929		

Продолжение таблицы А.5

J ₁₋₂	2964	3003	Газонефтеводо- проявления	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,683 г/см ³ . Возникает при несоблюдении параметров бурового раствора, снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
Q – Pg ₂₋₃ cg	0	190	Прихватоопас- ность	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима про- мывки, недостаточная очистка забоя от вырубленной породы.
Pg ₂ ll – K ₂ sl	190	490		
K ₁₋₂ pk	700	1690		Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотно- сти бурового раствора выше проектной.
K ₁ al	1690	1760		
Pg ₂₋₃ cg + K ₂ sl	140	490	Кавернообразо- вание	Возникает за счет потери устойчивости стенок ствола, вследствие нека- чественного бурового раствора.
K ₁₋₂ kz	680	700	Кавернообразо- вание, сужение ствола	Возникает за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора.
K ₁ al + kls	1690	2260	Незначитель- ное кавернооб- разование, сужение ствола	

Таблица А.6 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
0	3035	Стандартный каротаж	В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	ЭК-М
0	3035	Радиоактивный каротаж	В открытом и закрытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	АПРК-2С
0	3035	Геолого-технические исследования	В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	2960	Термометрия	В обсаженном стволе.	ТЭГ-36
0	2960	Цементометрия	В обсаженном стволе.	СГДТ-3
2993	3035	Отбор керна в пилотном стволе	Диаметр – 100 мм.	215,9/100 СВ1009МН, УКР-172/100 «Кембрий»
0	3035	Инклинометрия	В открытом стволе. Во время процесса бурения.	-
0	3035	Профилеметрия	В открытом стволе.	-

Приложение Б

Таблица Б.1 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля	Плоский пятиинтервальный профиль наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м					3003		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м				0,15
Глубина вертикального участка скважины, м					150		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/м				0,3
Отход скважины, м					1600		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м				-
Длина интервала бурения по пласту, м					600		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м				-
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м					39		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				17,57
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м					39		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				86,28
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град					-		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				86,28
№ 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	150	150	0	0	0	0	0	0	150	150
2	150	265	115	0	18	18	0	17,57	150	267	117
3	265	2831	2566	18	830	812	17,57	17,57	267	2958	2691
4	2831	2964	133	830	1000	170	17,57	86,28	2958	3187	229
5	2964	3003	39	1000	1600	600	86,28	86,28	3187	3789	601
Итого	Σ		3003	Σ		1600	-	-	Σ		3789

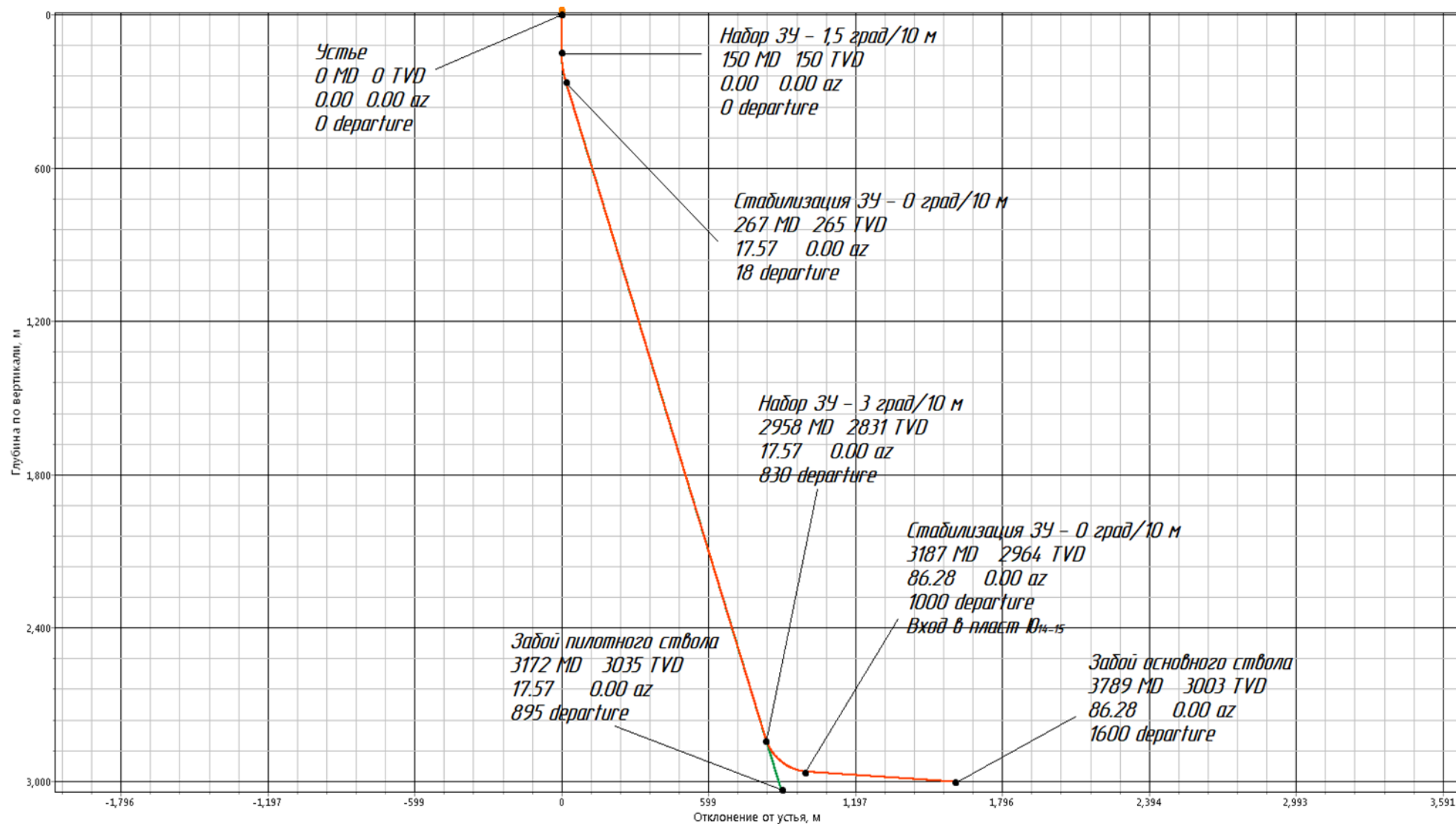


Рисунок Б.1 – Построение профиля скважины

Таблица Б.2 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1000	1000-2960	2993-3035	2960-3003
Шифр долота		393,7 VU-KLS62X-R326	295,3 FD619SM	215,9 FDM616MH	215,9/100 CB1009MH	142,9 FD713MH
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC (бур. Головка)	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9	142,9
Тип горных пород		Мягкие, абразивные	Мягкие с прослоями средних, абразивные	Средние с прослоями твердых, абразивные	Твердые, абразивные	Твердые, абразивные
Присоединительная резьба	ГОСТ	ниппель 3-177	ниппель 3-152	ниппель 3-117	муфта 3-171	ниппель 3-88
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 ½ Reg	6 5/8 FH	3 ½ Reg
Длина, м		0,4	0,27	0,37	0,165	0,2
Масса, кг		170,0	80,0	78,0	23,0	17,0
G, тс	Рекомендуемая	15	2-8	2-8	2-3	2-5
	Предельная	30	10	10	5	8
n, об/мин	Рекомендуемая	40	80	60	60	60
	Предельная	300	400	400	120	280

Таблица Б.3 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-1000	1000-2960	2993-3035	2960-3003
Исходные данные					
α	1	-	-	-	-
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	2500	5000	15000	20000	20000
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59	21,59	14,29
η	1	-	-	-	-
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4
$G_{пред}, \text{кН}$	300	100	100	50	80
Результаты проектирования					
$G_1, \text{кН}$	70	110	290	320	230
$G_2, \text{кН}$	80	120	90	90	60
$G_3, \text{кН}$	240	80	80	40	60
$G_{проект}, \text{кН}$	80	80	80	40	60

Таблица Б.4 – Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1000	1000-2960	2993-3035	2960-3003
Исходные данные						
$V_{л}, \text{м/с}$		3	2	1,5	1	1
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,1429
	мм	393,7	295,3	215,9	215,9	142,9
$\tau, \text{мс}$		6	-	-	-	-
z		26	-	-	-	-
α		0,8	-	-	-	-
Результаты проектирования						
$n_1, \text{об/мин}$		150	130	130	90	130
$n_2, \text{об/мин}$		250	-	-	-	-
$n_3, \text{об/мин}$		660	-	-	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$		150	130	130	90	130

Таблица Б.5 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		30-1000	1000-2960	2960-3003
Исходные данные				
D_d	м	0,2953	0,2159	0,1429
	мм	295,3	215,9	142,9
$G_{oc}, \text{кН}$		120	270	230
$Q, \text{Н*м/кН}$		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}, \text{мм}$		236 – 266	173 – 194	114 – 129
$M_p, \text{Н*м}$		4588	7398	4441
$M_o, \text{Н*м}$		148	108	71
$M_{уд}, \text{Н*м/кН}$		37	27	19

Таблица Б.6 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.7/8.41	30-1000	240	8,025	1851	30-50	84-144	13,0-16,0	90-191
ДГР1-172.7/8.56	1000-2960	172	8,629	1166	19-38	84-168	10,0-15,5	63-211
ДРЗ-127М.7/8.26	2960-3003	127	5,740	418	10-20	78-162	3,0-5,5	17-65

Таблица Б.7 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-1000	1000-2960	2993-3035	2960-3003
Исходные данные					
D _д , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,1429
K	0,5	0,6	0,5	0,4	0,4
K _к	1,3	1,345	1,192	1,192	1,192
V _{кр} , м/с	0,15	0,15	0,12	0,1	0,1
V _м , м/с	0,003	0,0083	0,0056	0,0042	0,0042
d _{бт} , м	0,127	0,14	0,114	0,114	0,06
d _{мах} , м	0,24	0,17	0,147	0,147	0,089
d _{нмах} , м	0,02	0,01	0,009	0,0087	0,0053
n	3	7	7	10	6
V _{кпмин} , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
V _{кпмах} , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5
ρ _{см} – ρ _р , г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ _р , г/см ³	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
ρ _п , г/см ³	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2

Продолжение таблицы Б.7

Результаты проектирования					
Q ₁ , л/с	61	41	18	15	6
Q ₂ , л/с	82	43	15	12	5
Q ₃ , л/с	147	90	40	40	19
Q ₄ , л/с	73	38	17	17	8
Q ₅ , л/с	35	41	37	36	19
Q ₆ , л/с	-	43	37	-	19
Дополнительные проверочные расчеты					
Q _{табл} , л/с	-	43	37	-	19
ρ _{табл} , кг/м ³	1000	1000	1000	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	1100	1100	1100	1100	1100
M, Н*м	-	4588	7398	-	4441
M _{табл} , Н*м	-	9000	10000	-	5000
Тип насоса	УНБ – 600 А				
Число насосов	2				1
Коэффициент наполнения	0,9				
Диаметр поршня, мм	180	140	130	160	120
Число двойных ходов в минуту	50	125	125	80	150
Q _н , л/с	32,3	24,0	20,7	20,0	21,1
Q _{пров1} , л/с	-	29	30	-	17
Q _{пров2} , л/с	58	43	37	36	19

Таблица Б.8 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-1000	1000-2960	2993-3035	2960-3003
Исходные данные					
Q_1 , л/с	61	41	18	15	6
Q_2 , л/с	82	43	15	12	5
Q_3 , л/с	147	90	40	40	19
Q_4 , л/с	73	38	17	17	8
Q_5 , л/с	35	41	37	36	19
Q_6 , л/с	-	43	37	-	19
Области допустимого расхода бурового раствора					
ΔQ , л/с	59-147	43-50	37-38	36-38	19-20
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
Q , л/с	59	43	37	36	19
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)					
$Q_{тн}$, л/с	-	50	38	-	20
ρ , кг/м ³	1000	1000	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1100	1100	1100	1100	1100
$M_{тм}$, Н*М	-	12000	15500	-	5500
$M_{тб}$, Н*М	-	9763	16164	-	5460

Таблица Б.9 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения пилотного ствола скважины

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 Е	88,9	3132	83656

Таблица Б.10 – Проектирование КНБК для всех интервалов бурения

Интервал бурения под направление						
№	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	30	Долото 393,7 VU-KLS62X-R326	170	0,4	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор КЛС 393,7 МС	103	0,39	
			Переводник П-152/177	50	0,38	
			Обратный клапан КОБ-203	155	0,77	
			УБТ 279-100Д	3141	8	
			Переводник П-163/203	50	0,7	
			УБТ 216-71Д	2053	8	
			Переводник П-122/163	50	0,7	
			УБТ 165-71Д	1094	8	
Σ				6866	27,34	

Продолжение таблицы Б.10

Интервал бурения под кондуктор						
№	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	30	1038	Долото 295,3 FD619SM	80	0,27	Бурение наклонно-направленного интервала под кондуктор
			Калибратор КЛС 295,3 СТ	158	0,672	
			Винтовой забойный двигатель ДГР-240 М.7/8.41	1851	8,025	
			Переводник П-152/171	50	0,38	
			Обратный клапан КОБ-203	155	0,77	
			Переводник установочный UBHO	180	0,86	
			НУБТ-203 (спиральная с телесистемой MWD – APS SureShot)	2050	9	
			НУБТ-203	2050	9	
			Переводник П-122/152	60	0,533	
			УБТ 165-71Д	880	8	
			Переводник П-133/122	37	0,5	
			ТБПК 127х9,19 Е	26410	1008	
Σ			34216	1046,74		

Продолжение таблицы Б.10

Интервал бурения под эксплуатационную колонну						
№	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	1038	3187	Долото 215,9 FDM616МН	108	0,31	Бурение наклонно-направленного интервала под эксплуатационную колонну
			Калибратор КЛС 215,9 СТК	43	0,295	
			Винтовой забойный двигатель ДГР1-172.7/8.56	1166	8,629	
			Переводник П-147/133	114	1,0	
			Обратный клапан КОБ-172	108	0,78	
			Переводник установочный UBHO	100	0,81	
			НУБТ 171-80 (спиральная с телесистемой MWD – APS SureShot)	1400	9	
			НУБТ 171-80	1400	9	
			УБТ 171-71Д	2371	16,00	
			Переводник П-118/133	41	0,5	
			УБТ 146-57Д	885	8	
			Переводник П-133/118	41	0,50	
			ТБПК 127х9,19 Е (30 св)	18864	720	
			ТБТ 127-76 (1св)	1750	24,66	
			Яс SJ-172 гидравлический	682	5,52	
			ТБТ 127-76 (1св)	1750	24,66	
			ТБПК 127х9,19 Е	62822	2352	
Σ				93645	3182,15	

Продолжение таблицы Б.10

Интервал бурения под хвостовик						
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	3187	3789	Долото 142,9 FD713МН	18	0,2	Бурение горизонтального интервала под хвостовик
			Калибратор КЛС 142,9 СТК	34	0,32	
			Винтовой забойный двигатель ДРЗ-127М.7/8.26	418	5,74	
			Обратный клапан КОБ-120	50	0,81	
			Установочный переводник UBHO	72	0,68	
			НУБТ 120 (спиральная с телесистемой MWD – APS SureShot)	500	9,45	
			НУБТ 120	500	9,45	
			Flow Sub (Циркуляционный немагнитный переводник)	100	0,97	
			Предохранительный переводник	50	0,34	
			ТБПК-88.9х9.35 Е (25св.)	11880	600	
			УБТ 121-57Л 3 трубы	2251	28,35	
			Яс гидромеханический 120 NOV Downhole	335	5,50	
			УБТ 121-57Л 3 трубы	2251	28,35	
			ТБПК 88.9х9.35 Е	61301	3096	
Σ			79408	3786,35		

Продолжение таблицы Б.10

Интервал бурения под пилотный ствол						
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	2958	3172	Бурголовка 215,9/100 СВ1009МН	17	0,2	Бурение интервала со стабилизацией под пилотный ствол с отбором керна
			Керноотборный снаряд УКР-172/100 «Кембрий»	1480	15,9	
			УБТ 171-71Д	2371,2	16,0	
			Переводник П-118/133	41	0,5	
			УБТ 146-57Д	784	8	
			Переводник П-118/133	41	0,5	
			ТБПК 127х9,19 Е	83656	3132,0	
Σ				88390	3173,1	

Таблица Б.11 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные									
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м
от	до								
0	30	1,1	0,3	30	9,81	1120	2150	1,5	0,015
30	1038	1,1	10	1000	9,81	1120	2230	1,5	0,008
1038	3187	1,05	29,8	2960	9,81	1070	2400	1,5	0,003
3187	3789	1,05	30,4	3003	9,81	1080	2400	1,5	0,003

Продолжение таблицы Б.11

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	1,1	11-37	31-50	24	8,4	8-9	2	20	9
30	1038	1,1	8-20	21-40	24	8,4	9	2	20	9
1038	3187	1,1	5-15	11-45	23	8,5	8-9	1	10	7
3187	3789	1,1	5-15	11-45	22,5	8,6	8-9	1	10	7

Таблица Б.12 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d _д , м	К	Р _{пл} , МПа	Р _{гр} , МПа	ρ _п , кг/м ³
3182	0,2159	1,25	30,4	53,8	2400
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V _м , м/с	η _п , Па·с	τ _т , Па	ρ _{пж} , кг/м ³
0,037	УНБ-600 А	0,007	0,009	20	1100
КНБК					
Элемент	d _н , м	L, м		d _в , м	
ДГР1-178.7/8.56	0,178	8,629		-	
НУБТ 171-80	0,171	18		0,08	
УБТ 171-71Д	0,171	16		0,071	
УБТ 146-57Д	0,146	8		0,057	

Продолжение таблицы Б.12

ТБТ 127-76	0,127	48	0,076
ТБПК 127-9,19 Е	0,127	3072	0,109

Таблица Б.13 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	φ	$d_c, \text{м}$	$V_{кп}, \text{м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
1758	0,99	0,27	0,83	10,45	0,26
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$	$d, \text{мм}$	
0,41	3,1	71	0,00046	8,8	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	$S_{кп}$	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ДГР1-178.7/8.56	37771	62671	178,3	0,007	-
НУБТ 171-80	40942	58234	203,3	0,017	-
УБТ 171-71Д	40942	58234	203,3	0,015	-
УБТ 146-57Д	52551	46481	301,0	0,006	-
ТБТ 127-76	61633	40300	382,2	0,031	-
ТБПК 127-9,19 Е	61633	40300	382,2	1,955	0,011
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_r	
НУБТ 171-80	32480	71973	0,0288	0,019	
УБТ 171-71Д	28552	81097	0,0293	0,032	
УБТ 146-57Д	22603	101015	0,0305	0,05	
ТБТ 127-76	30725	75761	0,029	0,067	
ТБПК 127-9,19 Е	45408	53019	0,0277	0,791	

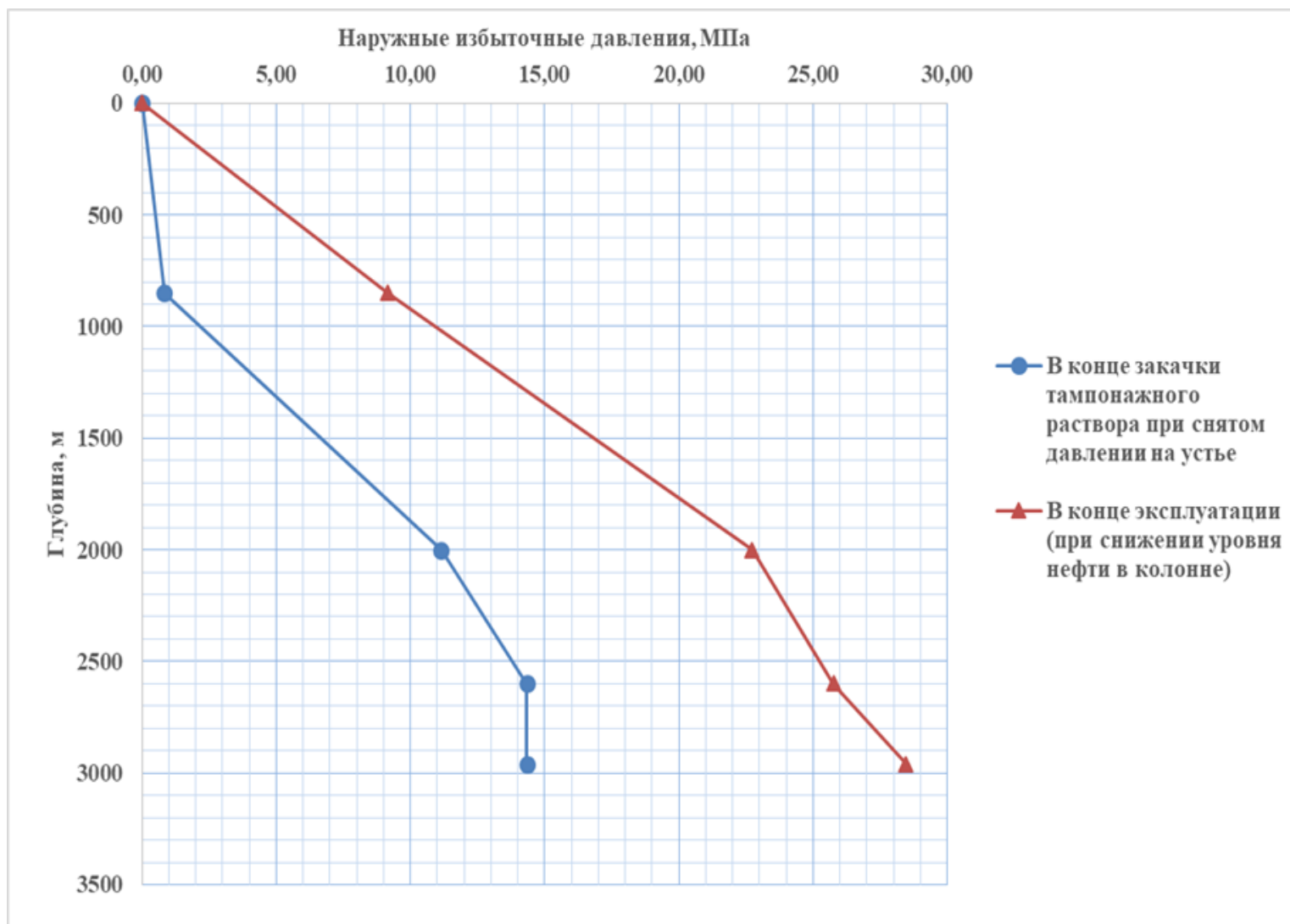


Рисунок В.1 – Эпюра наружных избыточных давлений

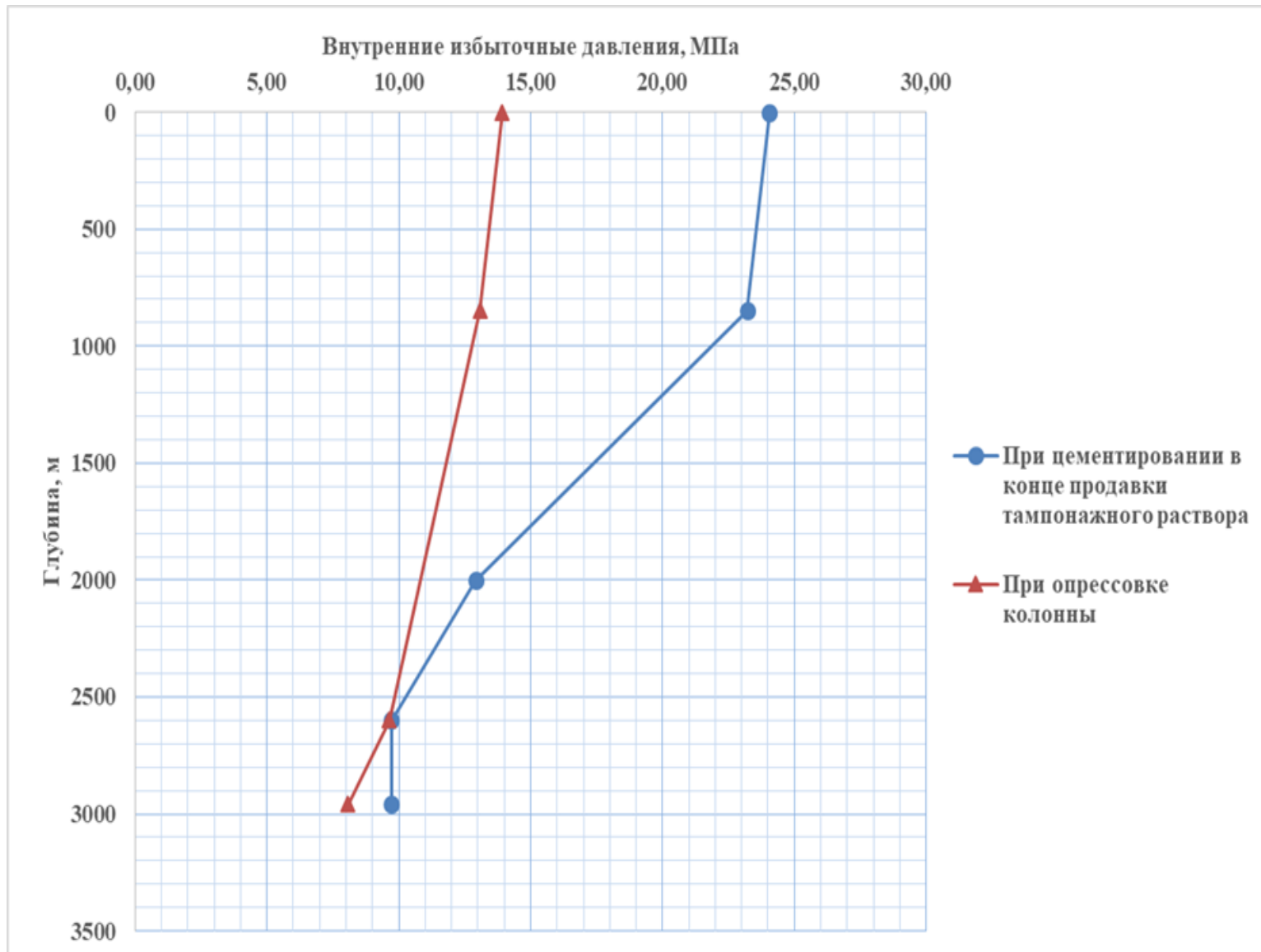
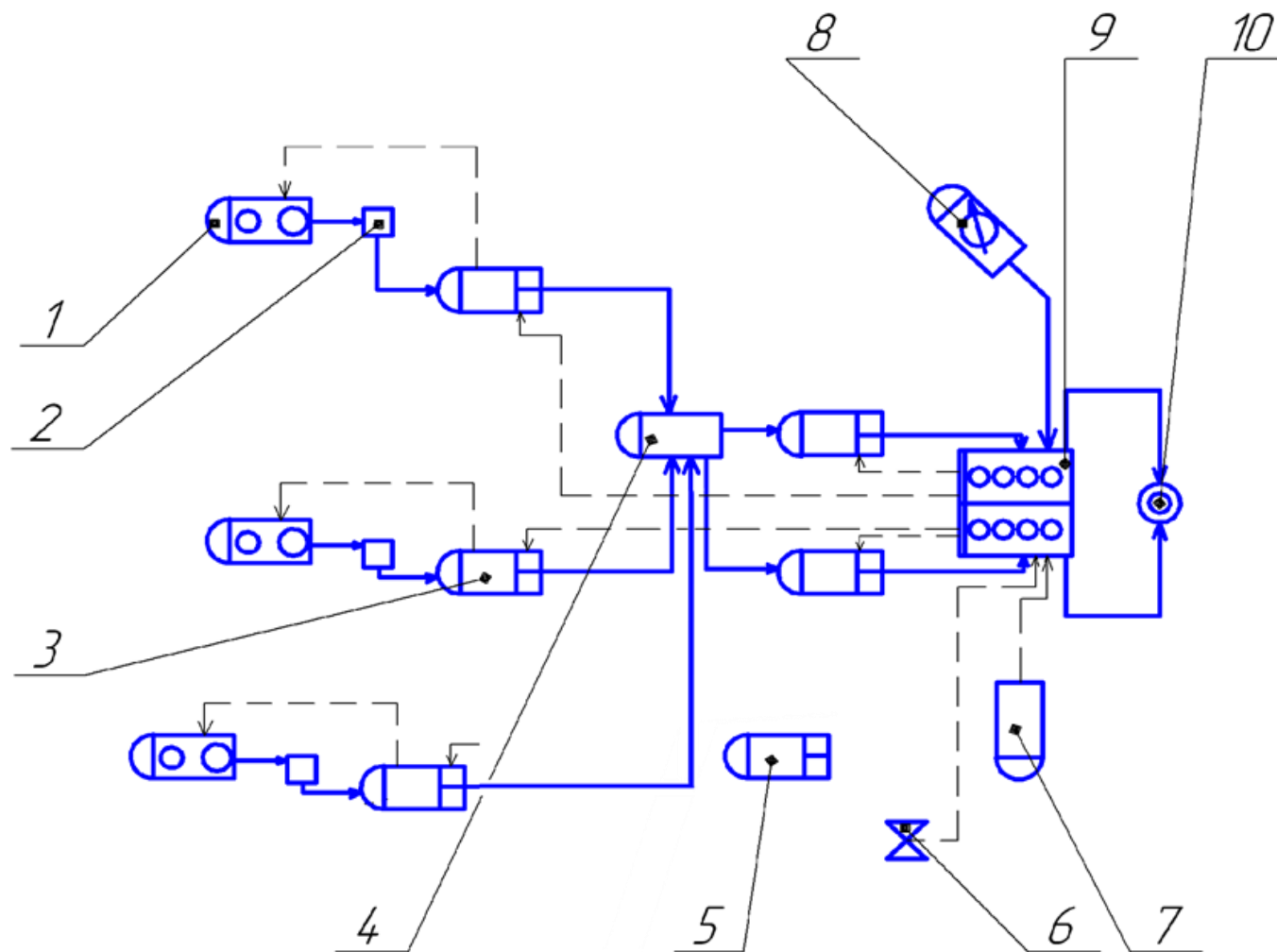


Рисунок В.2 – Эпюра внутренних избыточных давлений



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

Рисунок В.3 – Технологическая схема обвязки цементирувочного оборудования

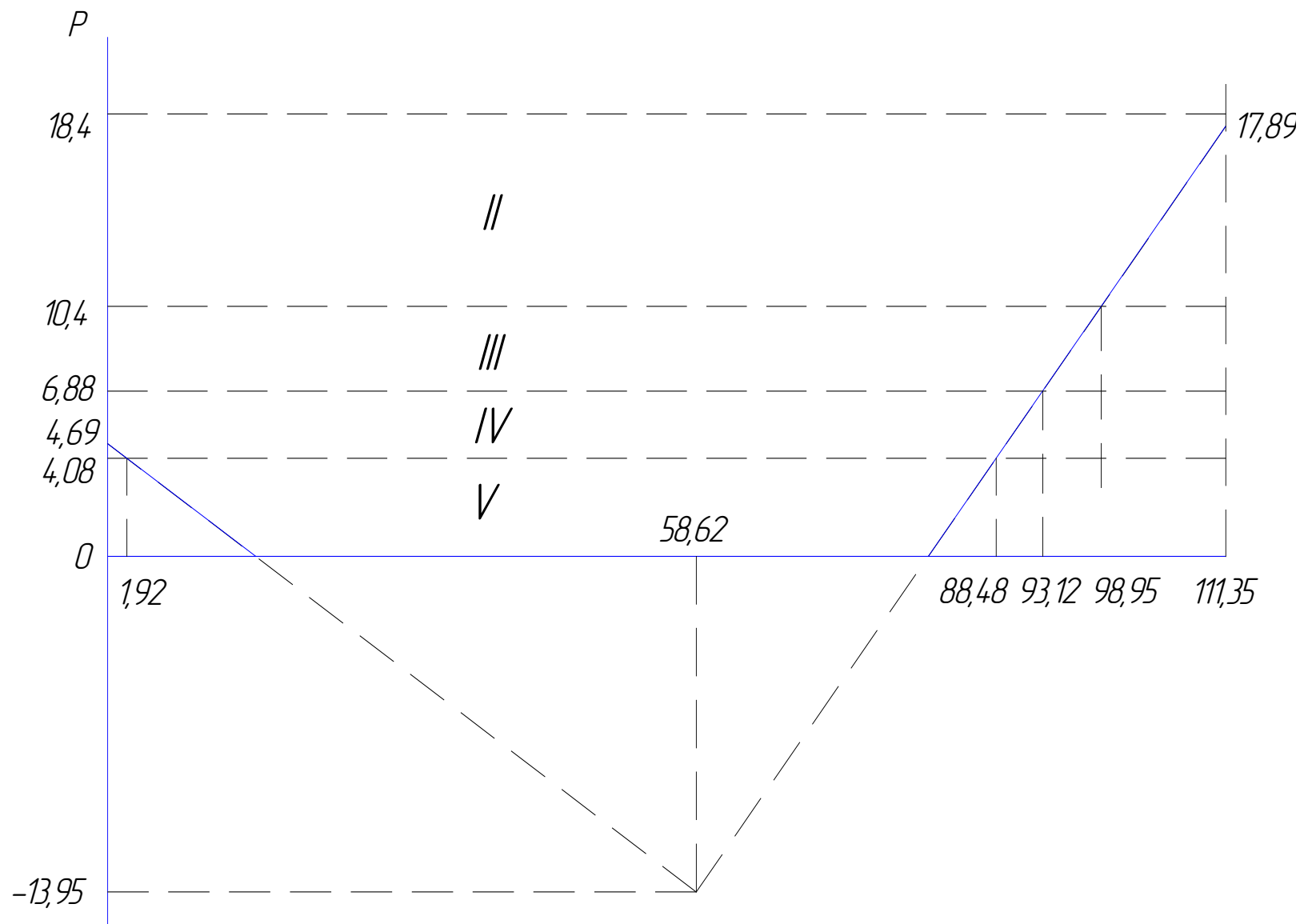
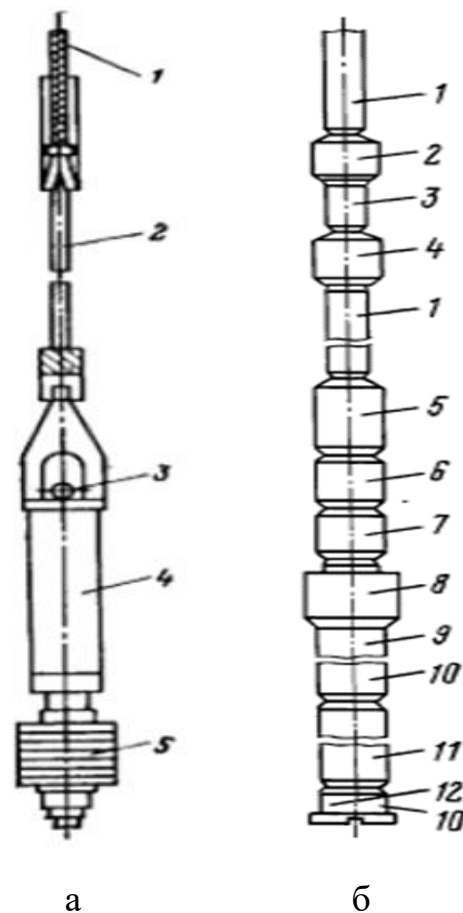


Рисунок В.4 – График изменения давления на цементирующей головке



Конструкция сваба (а): 1 – канат, 2 – подвеска, 3 – клапан, 4 – патрубкок, 5 – поршень;

Расположение пластоиспытателя (б): 1 – бурильные 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.

Рисунок В.5 – Устройство сваба и расположение пластоиспытателя

Таблица В.1 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка – БУ 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	94	[G _{кр}] / Q _{бк}	1,81
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	113	[G _{кр}] / Q _{об}	1,51
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	147	[G _{кр}] / Q _{пр}	1,16
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	170		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т (Q _{влб})	230	k _{по} = P _о / P _{бо} (k _{по} >1,25)	8,3
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	94		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	113		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	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	132	838	
3	51	434	
4	36	151	

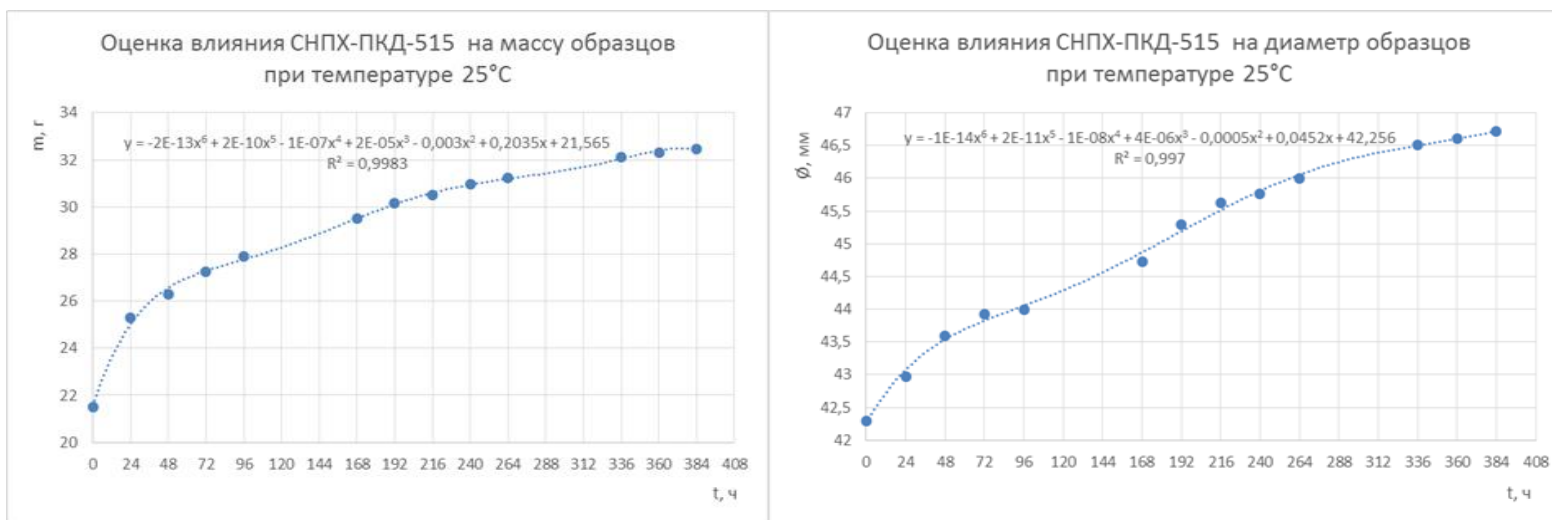


Рисунок Г.1 – Влияние на образцы эластомера ИРП-1226 реагента СНПХ-ПКД-515 при температуре 25°C

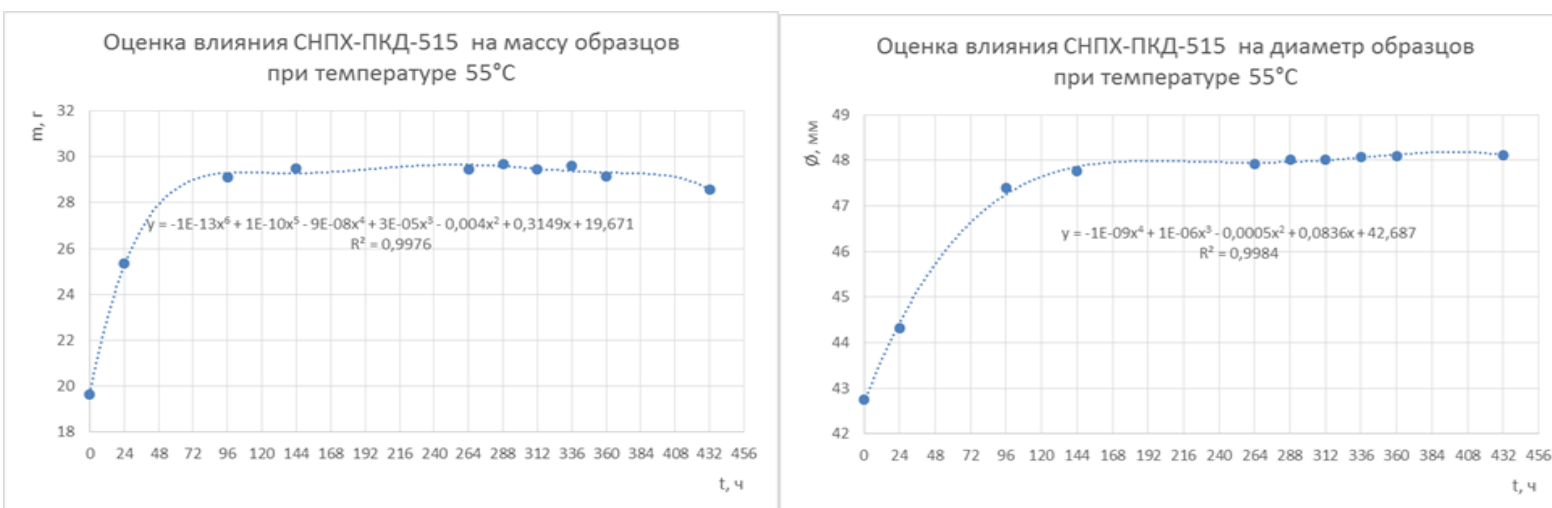


Рисунок Г.2 – Влияние на образцы эластомера ИРП-1226 реагента СНПХ-ПКД-515 при температуре 55°C

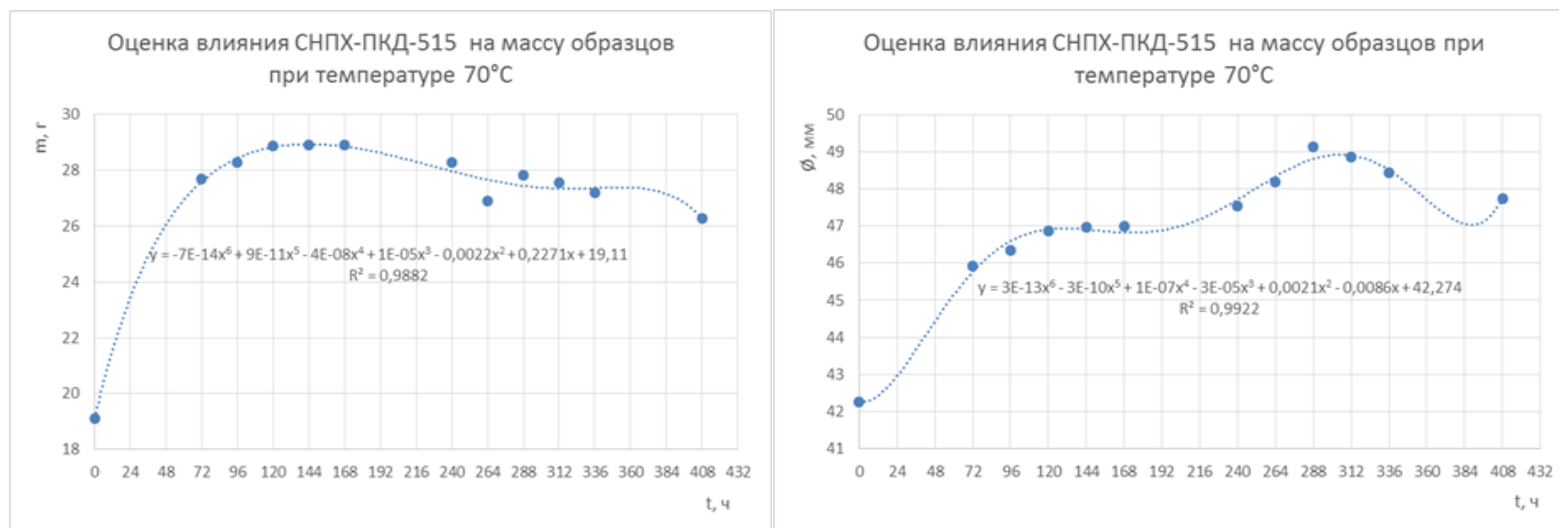


Рисунок Г.3 – Влияние на образцы эластомера ИРП-1226 реагента СНПХ-ПКД-515 при температуре 70°C

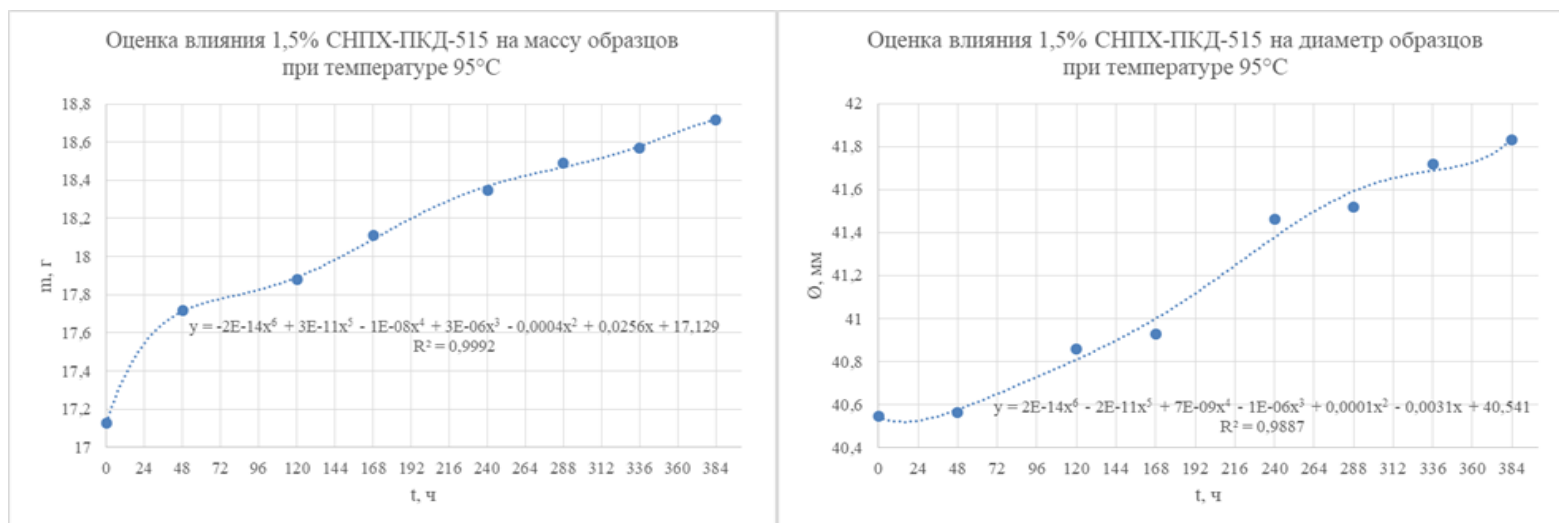


Рисунок Г.4 – Оценка влияния 1,5% СНПХ-ПКД-515 на образцы при температуре 95°C

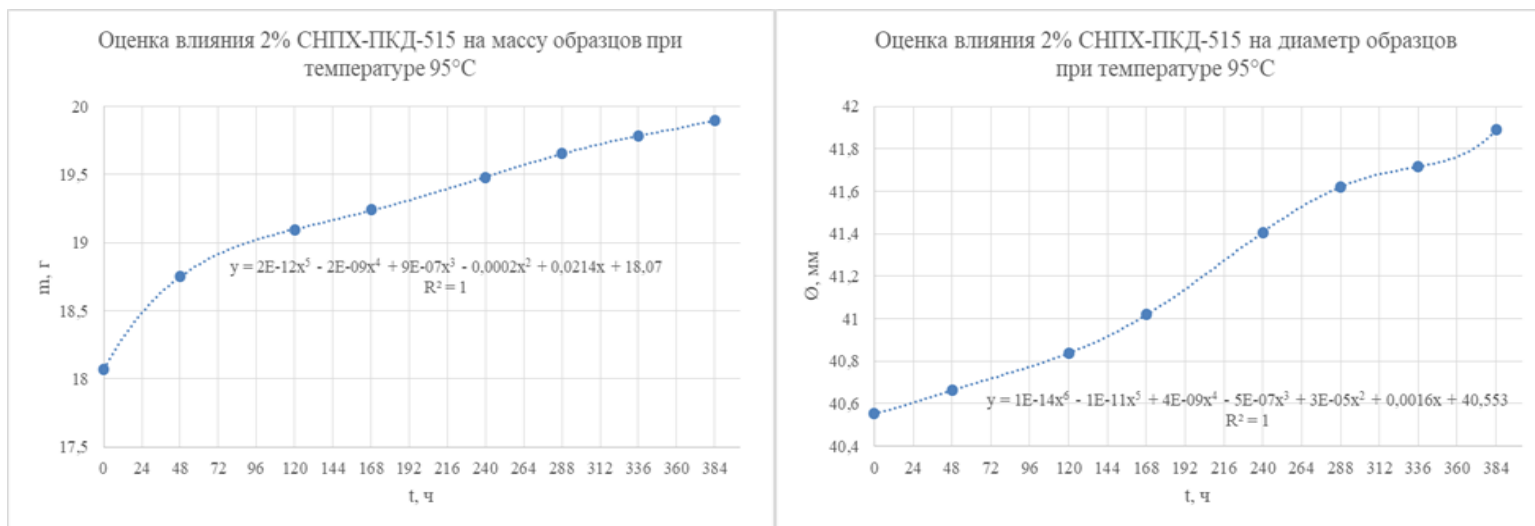


Рисунок Г.5 – Оценка влияния 2% СНПХ-ПКД-515 на образцы при температуре 95°C

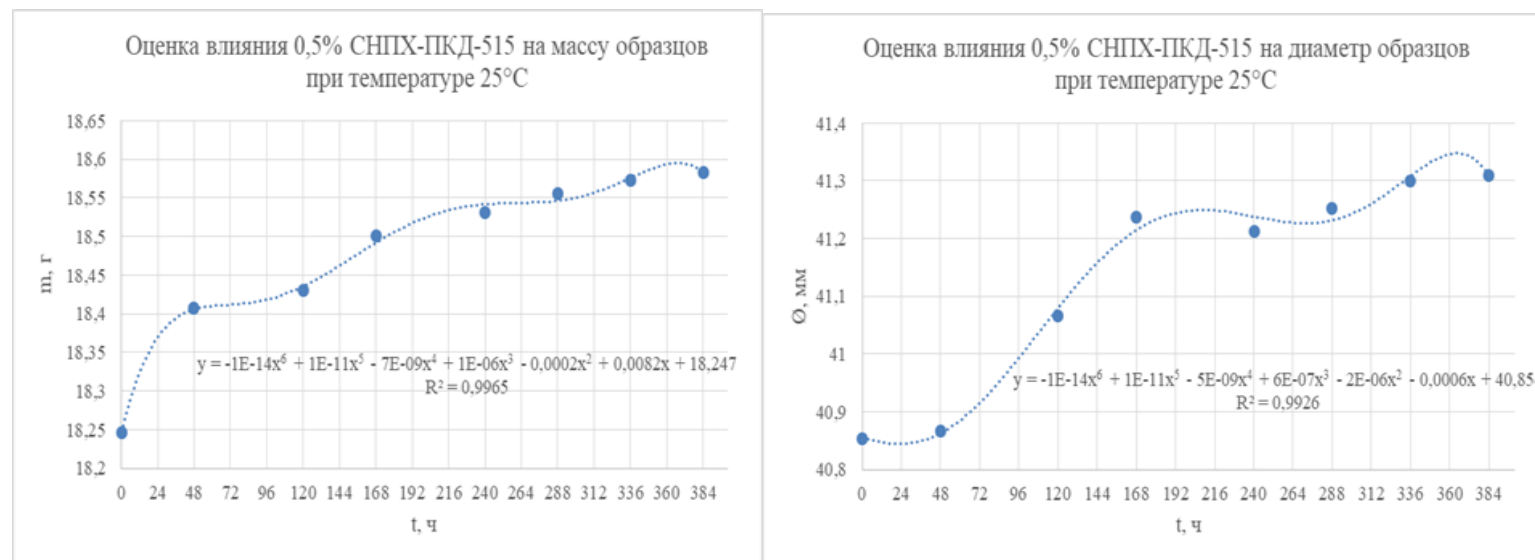


Рисунок Г.6 – Оценка влияния 0,5% СНПХ-ПКД-515 на образцы при температуре 25°C

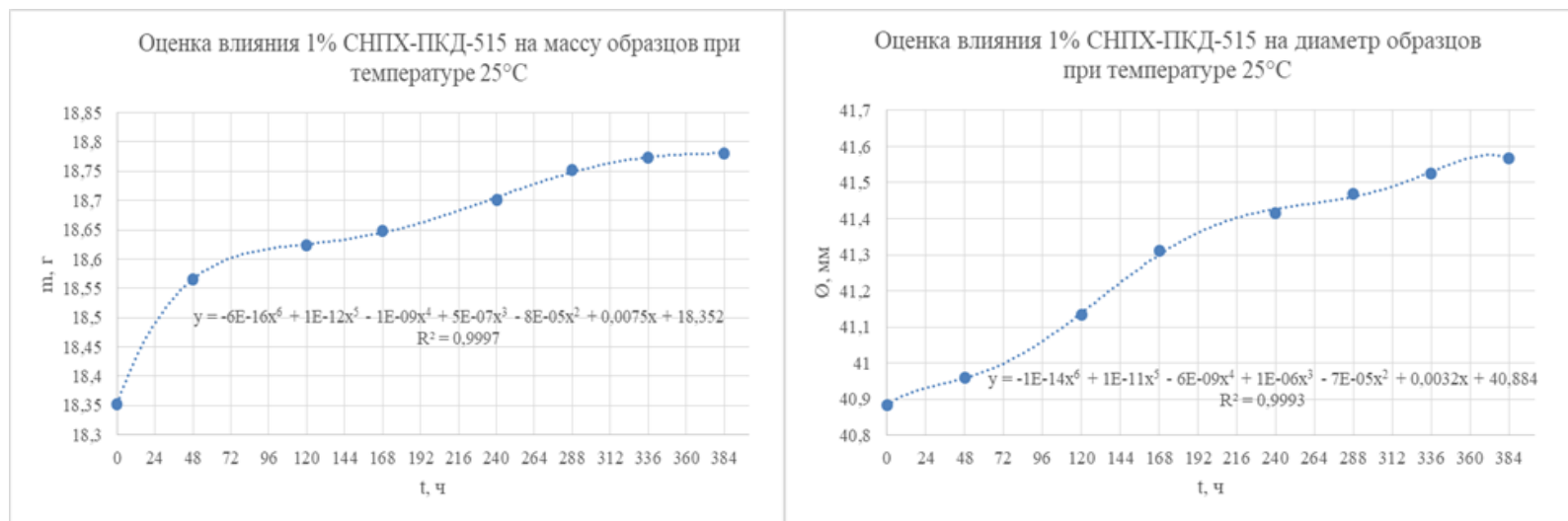


Рисунок Г.7 – Оценка влияния 1% СНПХ-ПКД-515 на образцы при температуре 25°C

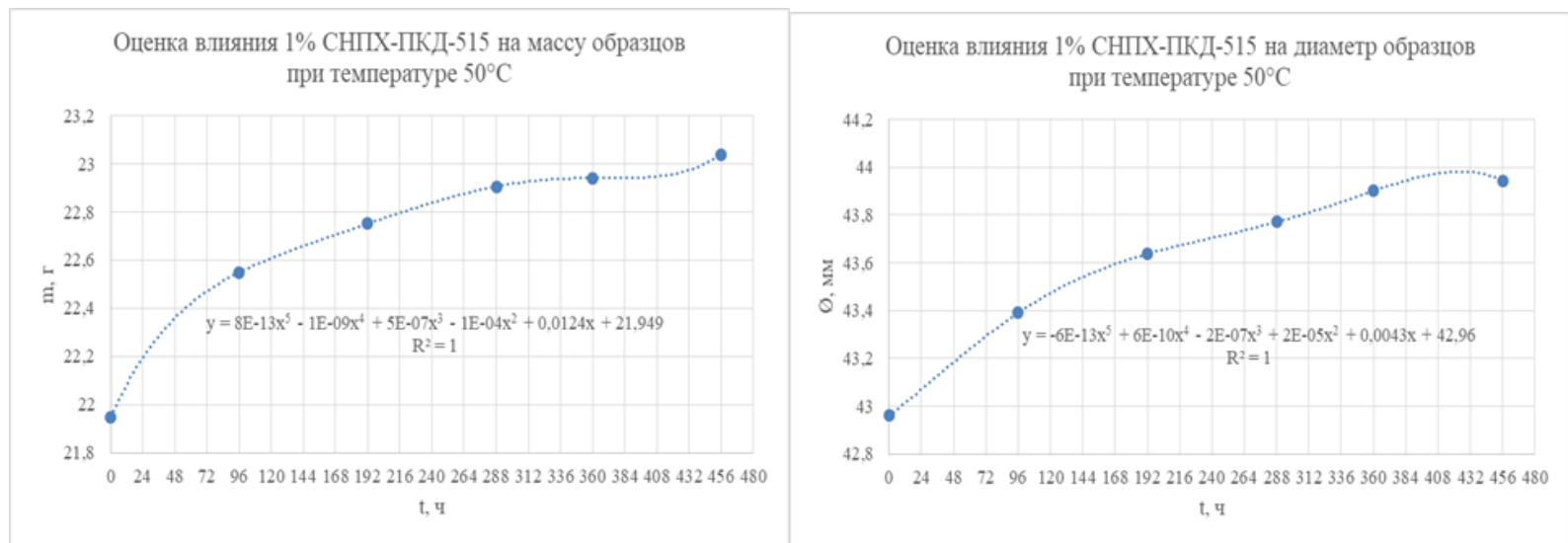


Рисунок Г.8 – Оценка влияния 1% СНПХ-ПКД-515 на образцы при температуре 50°C

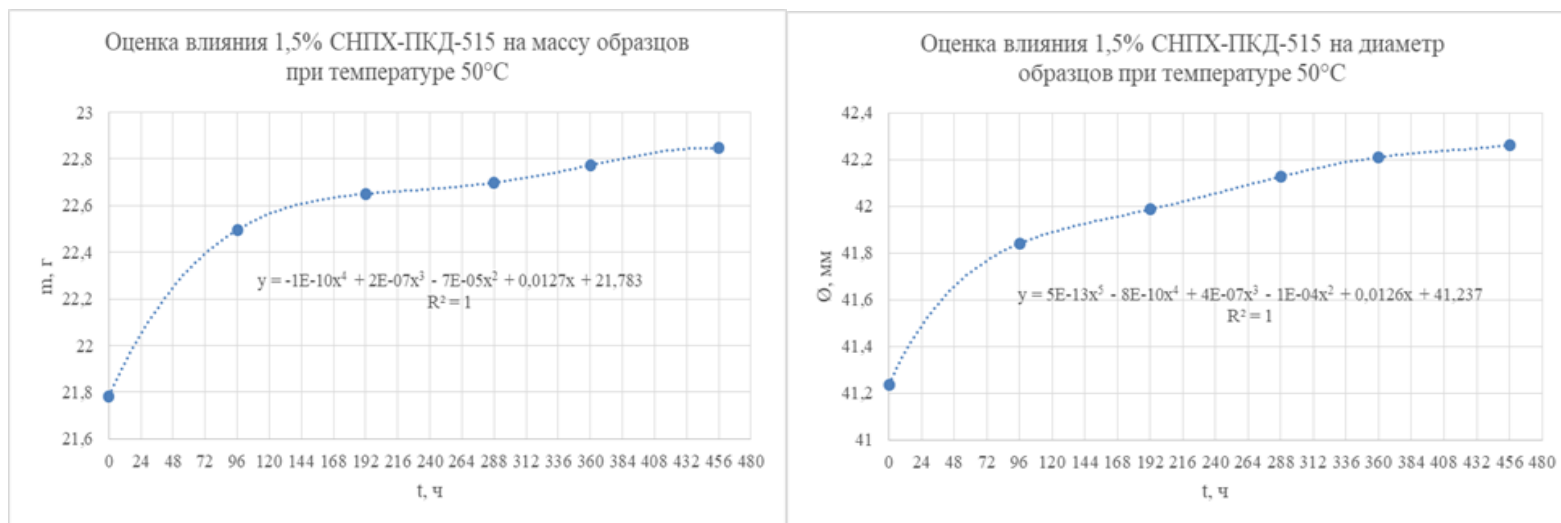


Рисунок Г.9 – Оценка влияния 1,5% СНПХ-ПКД-515 на образцы при температуре 50°C

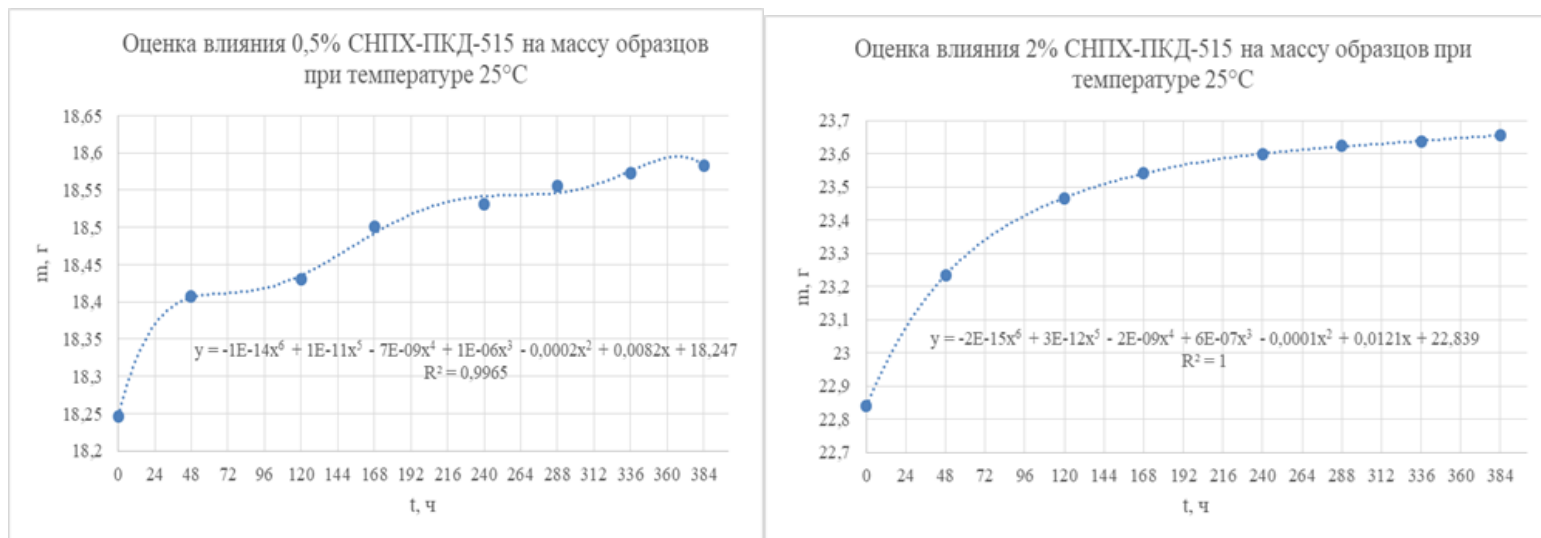


Рисунок Г.10 – Оценка влияния 0,5% и 2% СНПХ-ПКД-515 на образцы при температуре 25°C

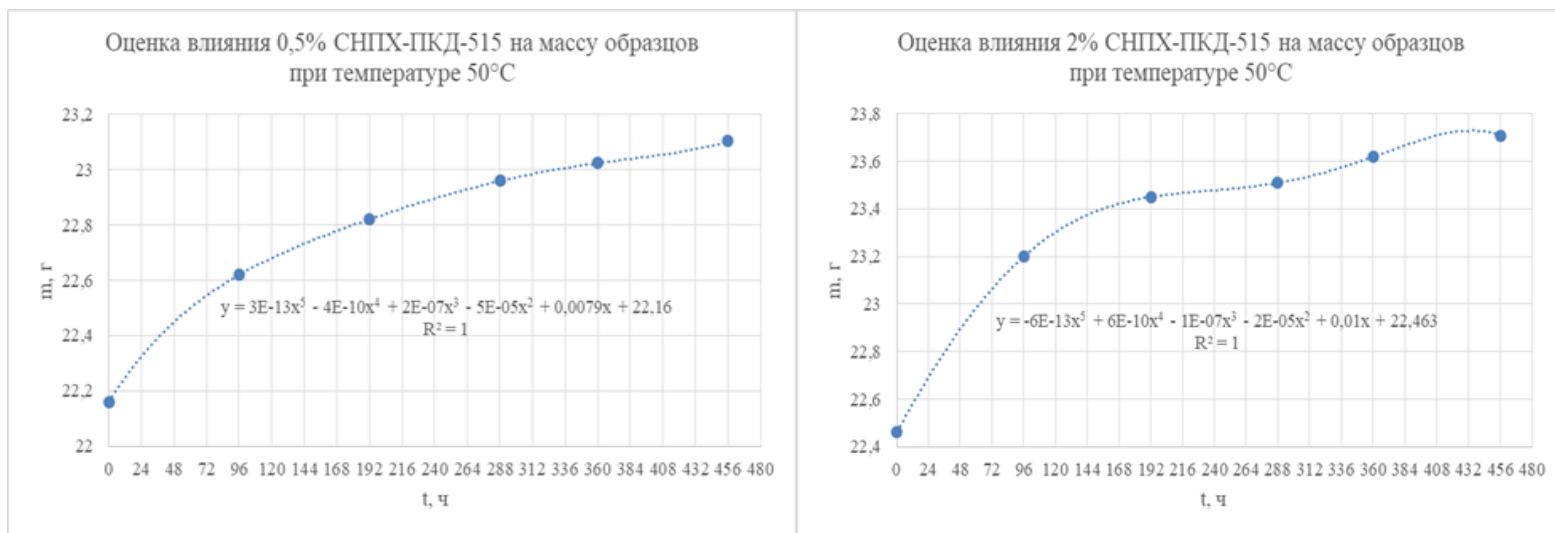


Рисунок Г.11 – Оценка влияния 0,5% и 2% СНПХ-ПКД-515 на образцы при температуре 50°C

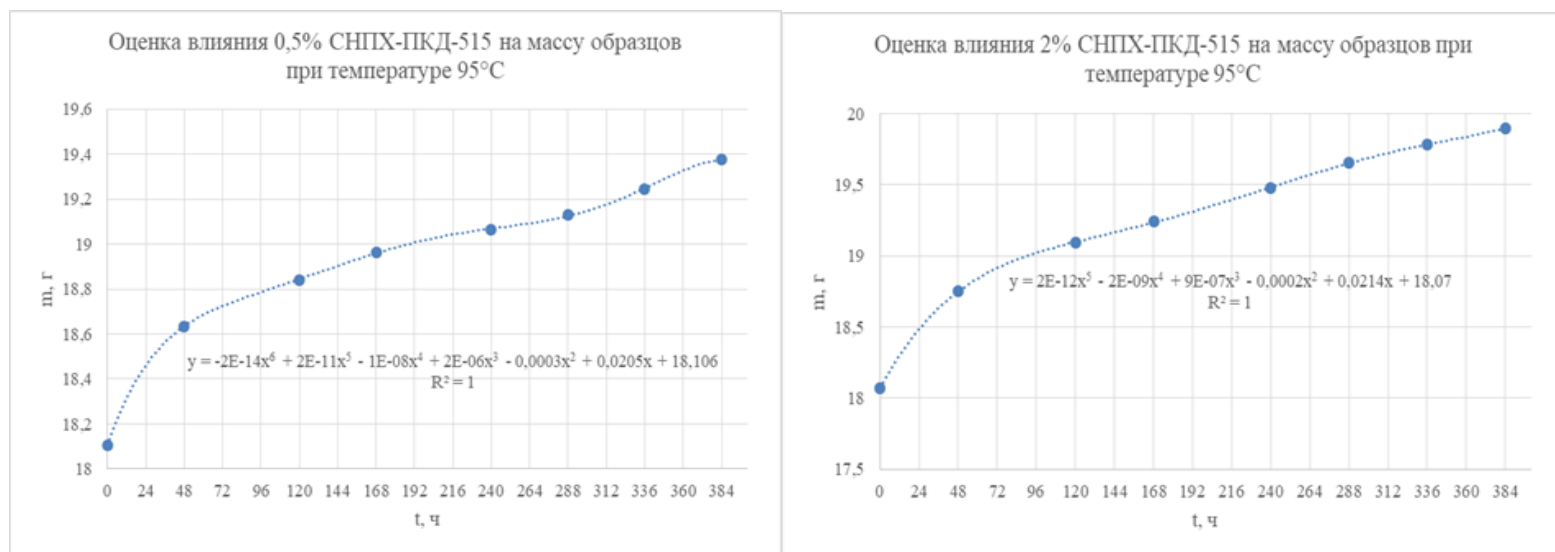


Рисунок Г.12 – Оценка влияния 0,5% и 2% СНПХ-ПКД-515 на образцы при температуре 95°C

Приложение Д

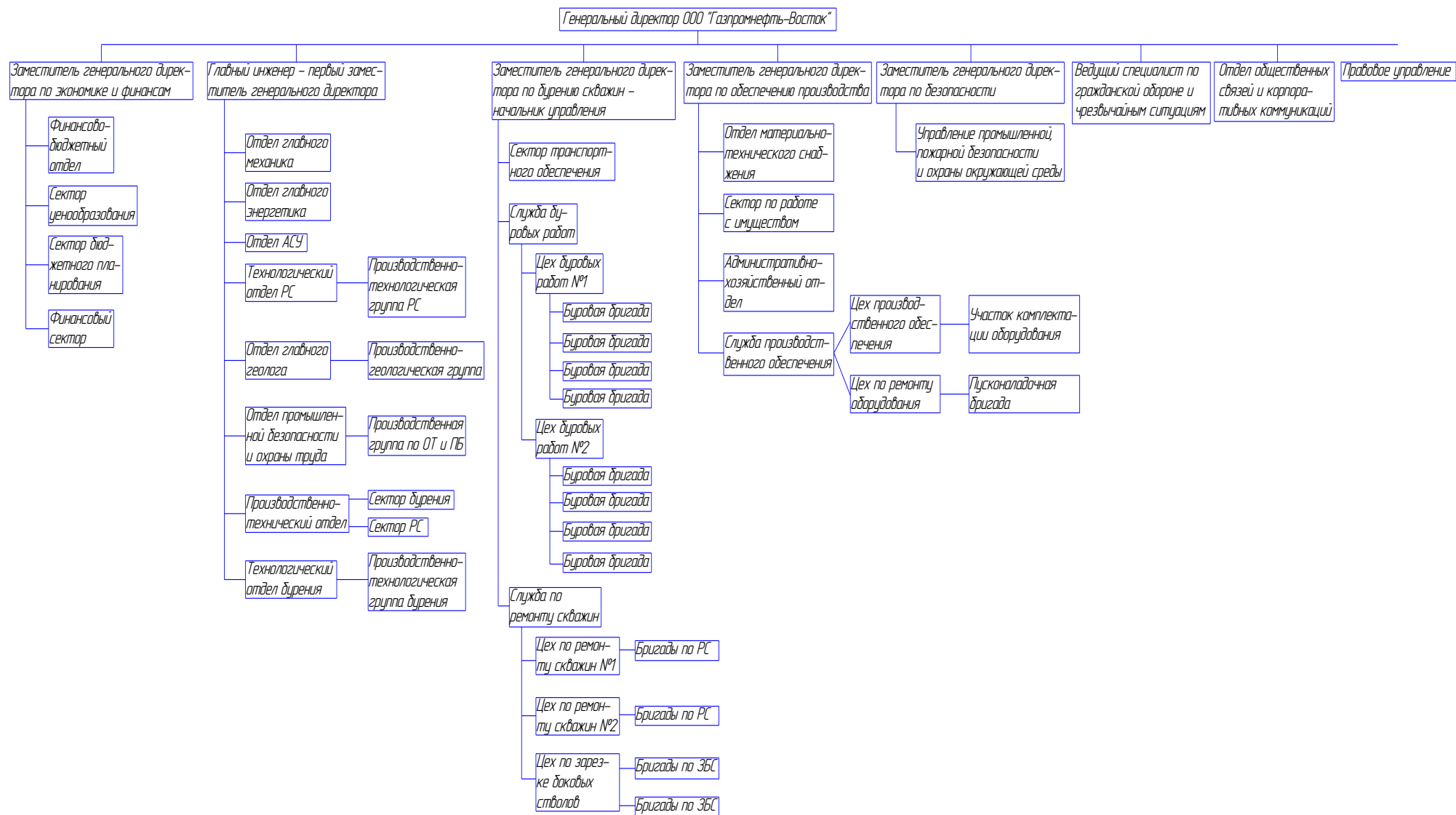


Рисунок Д.1 – Организационная структура ООО «Газпромнефть-Восток»

Таблица Д.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	393,7 VU-KLS62X-R326	0	30	350	0,02	30	0,14	1	0,12	1,12 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 23,61 1,43 0,3 28,79
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Нарращивание (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:	295,3 FD619SM	30	1038	3200	0,03	1008	0,3	28,62	4,12	32,74 0,31 5,47 0,24 0,43 0,83 0,6 51,3 5,45 4,8 0,9 102,83

Продолжение таблицы Д.1

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 ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	215,9 FDM616MH	1038	3129	2500	0,05	2091	0,77	99,5	9,57	109,1 0,78 10,9 0,24 0,43 0,47 0,2 14,98 6,8 1,2 145,1
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 ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	215,9/100 CB1009MH	3129	3172	1500	0,09	43	0,01	2,26	9,09	11,35 1,67 0,26 0,24 0,43 0,8 0,2 15,37 1,58 0,3 32,37
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 Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	215,9 FDM616MH	2958	3184	3200	0,09	226	0,09	20,24	8,26	28,5 1,13 1,33 0,24 0,43 0,47 0,2 68,4 10,1 5,9 1 117,53

Продолжение таблицы Д.1

Бурение под хвостовик	142,9	3184	3789	2000	0,09	605	0,25	51	12,6	63,6
Промывка (ЕНВ)	FD713МН									1,03
Наращивание (ЕНВ)										2,8
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										3,12
Установка и вывод УБТ за палец										1,35
Крепление (ЕНВ)										55,45
ПГИ (ЕНВ)										12,64
Ремонтные работы (ЕНВ)										7,02
Смена вахт (ЕНВ)										1,2
Итого:										148,9
Испытание скважины на продуктивность										248,4

Таблица Д.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	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,05	6,9095	1,19	164,45	4,96	685,4	1,88	259,8
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	55,91	-	233,04	-	88,33
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4	46,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,05	0,72	1,19	17,14	4,96	71,42	1,88	27,1
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,24	-	5,83	-	24,28	-	9,2
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,4	0,05	12,64	1,19	300,9	4,96	1254,19	1,88	475,38

Продолжение таблицы Д.2

Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	4	5732	0,05	71,65	1,19	1705,27	4,96	7108,68	1,88	2694,04
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	-	-	-	-	1,19	267,27	4,96	1114,02	1,88	422,25
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,19	110,26	4,96	459,6	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	1,88	453
Эксплуатация ДВС передвижной электро-станции	сут.	8,9	4	35,6	0,27	2,40	2,1	18,69	4,96	44,14	1,88	16,73
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,27	2,04	2,1	15,83	4,96	37,4	1,88	14,17
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,27	40,36	2,1	313,9	4,96	741,42	1,88	281,02
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	-	0,27	29,14	2,1	226,65	4,96	535,33	1,88	202,91
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,68	0,05	1,7	1,19	40,36	8,19	277,8	1,88	63,77
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,05	5,02	1,19	119,48	8,19	822,28	1,88	188,75
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,27	1,49	2,1	11,61	4,96	27,43	1,88	10,39
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4	677,16	0,05	8,46	1,19	201,45	8,19	1386,49	1,88	318,26
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	17	1281,8	22	1658,8	-	-	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,2	175,04	0,2	175,04	0,3	262,56	0,3	262,56
Сода кальцинированная марки	т	183,3	-	-	0,1	18,33	0,1	18,33	0,1	18,33	0,1	18,33
KCl	т	215,6	-	-	-	-	-	-	20	4312	44	9489,4
Polypac R, Polypac ELV	т	983	-	-	0,5	491,5	0,5	491,5	0,2	491,5	0,5	491,5
Realub, SAPP	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	5	5270,5	5	5270,5
Мраморная крошка (фракции 20, 60, 100)	т	198,6	-	-	10	1986	10	1986	10	1986	15	2979
Ectazan-C, Праестол	т	1491,2	-	-	-	-	0,5	745,6	0,5	745,6	2	2982,4
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,1	12	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18	300,24

Продолжение таблицы Д.2

Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,8	558,22	33,3	668,66	36,4	730,9	66,9	1343,35
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				9647,3		4697,4		9506,9		28818,3		28663,6
Затраты, зависящие от объема работ												
393,7 VU-KLS62X-R326	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-	-	-
295,3 FD619SM	шт	4852,7	-	-	-	-	0,3	1455,8	-	-	-	-
215,9 FDM616MH	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,58	-	-
215,9/100 CB1009MH	шт	8845,6	-	-	-	-	-	-	0,68	88,46	-	-
142,9 FD713MH	шт	6971,2	-	-	-	-	-	-	-	-	0,25	1742,8
Калибратор 295,3	шт	458,9	-	-	-	-	0,4	183,6	-	-	-	-
Калибратор 215,9	шт	442,6	-	-	-	-	-	-	0,8	354,1	-	-
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		473,05		1767,75		5189,36		2048,43	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	9647,34		5170,47		11274,64		34007,61		30711,99	
Всего по сметному расчету, руб	172145,5											

Таблица Д.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		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	129,15	0,98	126,57	2,14	276,38	2,85	368,1	2,31	298,34
Социальные отчисления, 30%		-	-	37,97	-	82,91	-	110,42	-	89,5
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,98	11,37	2,14	24,82	2,85	33,1	2,31	26,8
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,41	-	7,45	-	9,92	-	8,04

Продолжение таблицы Д.3

Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,98	7,39	2,14	16,14	2,85	21,49	2,31	17,42
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,98	247,8	2,14	541,12	2,85	720,65	2,31	584,1
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,98	1404,34	2,14	3066,62	2,85	4084,05	2,31	3310,23
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,98	411,01	2,14	897,52	2,85	1195,3	2,31	968,8
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,98	136,11	2,14	297,22	2,85	395,84	2,31	320,84
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,98	98,82	2,14	215,8	2,85	287,39	2,31	232,94
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,98	8,72	2,14	19,05	2,85	25,36	2,31	20,56
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,98	98,39	2,14	214,86	2,85	286,14	2,31	231,92
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,98	165,9	2,14	362,3	2,85	482,48	2,31	391,06
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,98	18,03	2,14	39,34	2,85	52,44	2,31	42,5
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,98	33,24	2,14	72,6	2,85	96,67	2,31	78,35
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,4	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-168	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5		
Башмак колонный БК-114	шт	32	-	-	-	-	-	-	1	32
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,7	-	-	-	-	63	1178,1	-	-
ЦОКДМ-339	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-245	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОД-168	шт	105	-	-	-	-	1	105	-	-
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
ПХН1.114/168	шт	700	-	-	-	-	-	-	1	700
Головка цементирующая ГЦУ-339	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-168	шт	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-

Продолжение таблицы Д.3

Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	7109,95		10244,79		12539,4		7394,47	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 339х9,5	м	37,21	60	2232,6	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	1050	29956,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 168х8	м	19,96	-	-	-	-	60	1197,6	-	-
Обсадные трубы 168х7,3	м	16,47					1600	26352	-	-
Обсадные трубы 168х8,9	м	23,67	-	-	-	-	1500	35505	-	-
Хвостовик	м	14,26	-	-	-	-	-	-	600	8556
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100	т	29,95	-	-	-	-	14,1	422,3	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32	-	-	-	-	26,5	848	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	-	-
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	54,8	329,35	-	-
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,5	54,6	-	-
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	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	-	-
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2	-	-
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3	10,5	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,3\28	3	112,56
Транспортировка вахт, руб		1268								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	2948,02		32977,22		68715,53		8865,54	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	113506,3									
Всего по сметному расчету, руб	157146,5									

Таблица Д.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	172 146	35 152 213
3.2	Крепление скважины	157 146	32 089 213
	Итого по главе 3	329 292	67 241 426
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	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	39 411	8 047 708
	Итого по главе 5	39 411	8 047 708
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	-	-
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	-	-
6.3	Эксплуатация котельной установки	-	-
	Итого по главе 6	-	-
	ИТОГО прямых затрат	696 272	142 178 724

Продолжение таблицы Д.4

7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	174 068	35 544 681
	Итого по главе 7	174 068	35 544 681
1	2	3	4
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	69 627	14 217 872
	Итого по главе 8	69 627	14 217 872
	ИТОГО по главам 1-8	939 967	191 941 277
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 5,7%	53 578	10 940 653
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	41 359	8 445 416
9.3	Северные надбавки 2,98%	28 011	5 719 850
9.4	Промыслово-геофизические работы	69 540	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	15 426	3 150 000
9.6	Транспортировка керна в п. Кургасок	56	11 456
9.7	Изготовление керна ящиков	108	22 086
9.8	Авиатранспорт	19 468	3 975 300
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	666	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	4 263	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	548	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	124	25 300
	Итого прочих работ и затрат	233 147	47 608 661
	ИТОГО по гл 1-9	1 173 114	239 549 939
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 880	383 883
	Итого по главе 10	1 880	383 883
12	Глава 11		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	58 750	11 996 691
	Итого по главе 11	58 750	11 996 691
	ИТОГО	1 484 738	229 715 942
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	251 930 512	
	НДС	45 347 492	
	ВСЕГО с учетом НДС	297 278 004	

Приложение Е

Таблица Е.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие структуру опасных и вредных факторов [1.3]

Наименование видов работ	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Полевые работы: 1) Подготовительные работы к строительству (строительство подъездных путей, линий электропередач, линий связи, трубопроводов, кустового основания, бурение скважины на воду и т.д.). 2) Строительно-монтажные работы (сборка буровой установки и привышечных сооружений). 3) Подготовительные работы к бурению (осмотр и наладка оборудования, оснастка талевой системы, бурение и крепление шурфа, установка направления, обкатка оборудования, заготовка бурового раствора, и др.). 4) Бурение ствола скважины и его крепление. 5) Оборудование устья, испытание скважины на приток, сдача скважины в эксплуатацию. 6) Демонтаж буровой установки и привышечных сооружений, транспортировка их на новую точку.	Физические факторы: 1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе (пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки); 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность рабочих мест и подходов к ним. Химические факторы: 1. Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей среды. Психо-физиологические факторы: 1. Тяжесть и напряженность физического труда. Биологические факторы: 1. Повреждения в результате контакта с насекомыми и животными.	Физические факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток; 3. Пожаровзрывоопасность; 4. Работа на высоте; 5. Работа с оборудованием под давлением.	ГОСТ 12.0.003-74 [1.3]; ГОСТ 12.1.007-76 [1.4]; ГОСТ 12.1.005-88 [1.5]; ГОСТ 12.1.003-2014 [1.6]; ГОСТ 12.1.012-2004 [1.7]; СН 2.2.4/2.1.8.556-96 [1.8]; СП 52.13330.2011 [1.9]; ГОСТ 12.2.003-91 [1.10]; ГОСТ 12.2.062-81 [1.11]; ГОСТ Р 12.1.019-2009 [1.12]; ГОСТ 12.1.030-81 [1.13]; постановление Правительства РФ от 25.04.2012 №390 [1.14]; ГОСТ Р 12.4.026-2001 [1.15]; ГОСТ 12.4.051-87 (СТ СЭВ 5803-86) [1.16]; ГОСТ 12.1.008-76 [1.17]; Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 №1012 [1.18]; ГН 2.2.5.1313-03 [1.19]; РД 39-133-94 [1.20]; ГОСТ 12.4.011-89 [1.21]; ППБО-85 [1.22]; Приказ Ростехнадзора от 25.03.2014 №116 [1.23]; Приказ Ростехнадзора от 12.03.2013 №101 [1.24]; Приказ Минтруда России от 28.03.2014 №155н [1.25]; Р 2.2.2006-05.2.2 [1.26]; ГОСТ 22.0.07-97/ГОСТ Р 22.0.07-95 [1.27]; Приказ Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 №372 [1.28]; Приказ Ростехнадзора от 11.03.2013 №96 [1.29]; Приказ Ростехнадзора от 26.12.2012 №781 [1.30].

Приложение И