

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ (ПЛАСТ PZ) НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ, ПАРАБЕЛЬСКИЙ РАЙОН)»

УДК: 622.243.23:622.243.24:622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Фёдоров Александр Валерьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна	–		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	–		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	–		

Томск – 2018 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 результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 И.о. руководителя отделения  
 \_\_\_\_\_ Меркулов В.П.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б4В	Фёдоров Александр Валерьевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Pz) на нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область, Парабельский район)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	15.03.2018, 1781/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

Исходные данные к работе	
	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологические условия бурения</li> <li>2. Особые условия бурения: -</li> <li>3. Интервал отбора керна: -</li> <li>4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком</li> <li>5. Данные по профилю:                      Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м</li> <li>6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 1100 метров / 800 метров</li> <li>7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3220 метров</li> <li>8. Диаметр хвостовика: 127 мм</li> <li>9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</li> <li>10. Конструкция забоя (выбрать): зацементированный хвостовик</li> <li>11. Способ освоения скважины: многостадийный гидроразрыв пласта</li> <li>12. При проводке ствола скважины под хвостовик – использование технологии «бурения на обсадных трубах»</li> </ol>

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Геологические условия бурения 1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.4. 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. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
<b>Перечень графического материала</b>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель, Вершкова Елена Михайловна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
-------------------------------------------------------------------------------------------------	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Фёдоров Александр Валерьевич		

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

---

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
------------------------------------------	--

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Геологическая и технологическая части	65
	2. Специальная часть и графические приложения	30
	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа (ВКР) состоит из 118 страниц, 18 рисунков, 54 таблиц, 46 источников литературы, 2 листов графического материала и 16 приложений.

Ключевые слова: строительство скважины, бурение, проектирование, буровое долото, бурение на хвостовике, винтовой забойный двигатель, эластомер, профиль скважины, отход, обсадная колонна, цементирование скважины.

Объектом ВКР служит эксплуатационная скважина месторождения X Томской области Парабельского района.

Целью данной работы является проектирование технологии бурения строительства нефтегазоконденсатной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком 800 метров и глубиной 3255 метров. В результате выполнения работы были спроектированы: конструкция скважины, технология проводки и заканчивания. Была выбрана буровая установка для ведения работ, предложена компания - исполнитель, рассчитана общая стоимость строительства скважины.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

В специальной части представлены данные рецептур растворов хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения его ресурса. Актуальность темы определяется тем, чтобы усовершенствовать износостойкость рабочей пары ВЗД в области процессов трения при помощи обработки эластомера (резинометаллической части статора).

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- **скважина:** цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.
- **горизонтальная скважина:** скважина, вскрывающая продуктивный пласт на интервале, превышающем мощность пласта не менее чем вдвое.
- **хвостовик:** потайная обсадная колонна, не доходящая до устья скважины.
- **газонефтеводопроявление:** поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

КБТ – компоновка бурильных труб;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

КЛН – калибратор лопастной с прямыми лопастями;

КЛС – калибратор лопастной спиральный;

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

макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - свыше; см. - смотри; включ. - включительно и др..

При многократном упоминании устойчивых словосочетаний могут быть дополнительно установлены сокращения, применяемые только в данном тексте. В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы.

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

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

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

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

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

ГОСТ Р 12.4.213-99 (ИСО 4869-3-89) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества.

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

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

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

ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

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



## Оглавление

Введение .....	12
1. Общая и геологическая часть .....	13
1.1. Геологические условия бурения .....	13
1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) .....	14
1.3. Зоны возможных осложнений .....	14
2. Технологическая часть .....	15
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....	15
2.2. Обоснование конструкции скважины .....	18
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя .....	20
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений .....	20
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	20
2.2.4. Выбор интервалов цементирования .....	21
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	22
2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн .....	22
2.3. Углубление скважины .....	24
2.3.1. Выбор способа бурения .....	24
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента .....	25
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	26
2.3.4. Расчет частоты вращения долота .....	26
2.3.5. Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения .....	27
2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	29
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	31
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	34
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин .....	37
2.4.1. Расчет обсадных колонн .....	37
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений .....	37
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений .....	39
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине .....	40
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины .....	41
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн .....	41
2.4.2.2. Расчёт тампонажной смеси и количества составных компонентов .....	41
2.4.2.3. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования .....	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.....	45
3. Разработка рецептуры раствора хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения его ресурс .....	46
3.1. Актуальность исследования .....	46
3.2. Методика проведения эксперимента .....	48
3.3. Результаты исследования.....	51
3.4. Рекомендации и направления исследования.....	53
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	55
4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия ПАО «НК «Роснефть» .....	55
4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....	56
4.2.1. Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины.....	56
4.2.2. Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения ....	58
4.2.3. Линейный календарный график выполнения работ .....	58
4.3. Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	59
4.4. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии .	61
5. Социальная ответственность .....	64
5.1. Производственная безопасность .....	65
5.1.1. Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	65
5.1.2. Вредные производственные факторы .....	65
5.1.3. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	68
5.2. Экологическая безопасность .....	71
5.2.1. Анализ возможного влияния процессов, сопровождающих строительство скважины, на окружающую среду .....	71
5.2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности .....	71
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	72
5.3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин.....	72
5.3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС .....	73
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	73
5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	73
5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	74
Заключение.....	76

Список использованных источников.....	77
Приложение А Географо-экономическая характеристика Каргасокского района Томской области.....	81
Приложение Б Характеристика газонефтеводности месторождения.....	86
Приложение В Зоны возможных осложнений.....	87
Приложение Г Данные по проектированию конструкции скважины .....	88
Приложение Д Выбор долот по интервалам.....	91
Приложение Е Режимы бурения скважины по интервалам .....	92
Приложение Ж Компоновка низа бурильной колонны .....	94
Приложение И Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов .....	99
Приложение К Результаты исследований.....	102
Приложение Л Организационная структура ПАО «НК «Роснефть» .....	104
Приложение М Нормативная карта .....	106
Приложение Н Сметный расчет на бурение и крепление скважины .....	108
Приложение П Сводный сметны расчет .....	113
Приложение Р Расчет эффективности внедрения долота.....	115
Приложение С Расчет молниезащиты.....	116
Приложение Т Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия.....	118
Вложение 1 Геолого-технический наряд на бурение скважины глубиной 3254 м	
Вложение 2 Компоновка бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну 2193 - 3428 метров	
Оптический диск с электронной версией ВКР	

## **Введение**

Значение нефти и газа для современного мира и, конечно, для нашей страны трудно переоценить. Главным в развитии этих отраслей является бурение скважин различного назначения. И это не потому, что оно наиболее капиталоемкая часть всего цикла: от поиска нефти и газа до их добычи и доставки потребителю. Это ещё защита окружающей среды и охрана глубинных недр, поскольку в них остается до 50% нефти после 20-50 лет их разработки.

Перед строительством каждой очередной скважины стоит задача снижения материальных и сырьевых потерь. Это может быть достигнуто за счет совершенного вскрытия пласта с минимальным загрязнением его призабойной зоны с целью получения максимального дебита на каждом периоде его эксплуатации и максимальной нефтеотдачи, внедрением автоматизации и механизации трудоемких работ, повышением качества материалов и т.д. [1].

В рамках данной выпускной квалификационной работы представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтегазоконденсатном месторождении в заданных геологических условиях.

В специальной части ВКР рассматривается разработка рецептуры раствора хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения моторесурса.

## **1 Общая и геологическая часть**

### **1.1 Геологические условия бурения**

Проектный стратиграфический разрез по проектируемой скважине представлен в таблице А.1. Литологический состав горных пород представлен в таблице А.2. Физико-механические условия бурения, а также свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.3. Градиенты температур, давлений гидроразрыва, горного давления, а также порового давления представлены в таблице А.4, приложение А.

Интервал 0-3330 сложен преимущественно глинами и песчаниками с переслаивающимися алевролитами, аргиллитами, известняками и углями. В разрезе представлены мягкие и средние по твердости породы, что определяет выбор породоразрушающего инструмента с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

Интервалов, несовместимых по условиям бурения – нет, однако при строительстве скважины применяется двухколонная конструкция скважины. Это связано с тем, что при проверочном расчете глубины спуска кондуктора на условие предотвращения гидроразрыва пород у его башмака, условие проходит только при значении в 2100 м, что говорит нам о том, что интервал 30-2100 м будет необсаженным, где он, в свою очередь, будет иметь ряд осложнений. Поэтому с целью перекрытия неустойчивых пород верхних интервалов разреза, а также для предотвращения осложнений при бурении под техническую колонну, связанных с кавернообразованием, сужением ствола за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола, глубина спуска кондуктора принимается 830м (841,2 м по стволу). Глубина спуска технической колонны принята 2100 м (2192,7 и по стволу)

## **1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения**

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в таблице Б.1 приложение Б.

## **1.3 Зоны возможных осложнений**

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении В в таблице В.1

## **2 Технологическая часть**

### **2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины**

Учитывая исходные данные на бурение (угол входа в пласт не менее 80 градусов, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 градусов, максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10 м, после зоны ГНО 3,0 град/10 м, в зоне ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска эксплуатационной колонны – 3220 метров) наилучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта является проектирование пятиинтервального профиля скважины. Пятиинтервальный профиль позволит добиться запроектированной глубины, максимально грамотно установить ГНО, пробурить горизонт длиной 800 метров, а также установить хвостовик в эксплуатационной колонне.

Проектируемый пятиинтервальный профиль скважины с горизонтальным участком представлен на рисунке 1.

Расчётные данные по профилю основного ствола представлены в таблице 1.

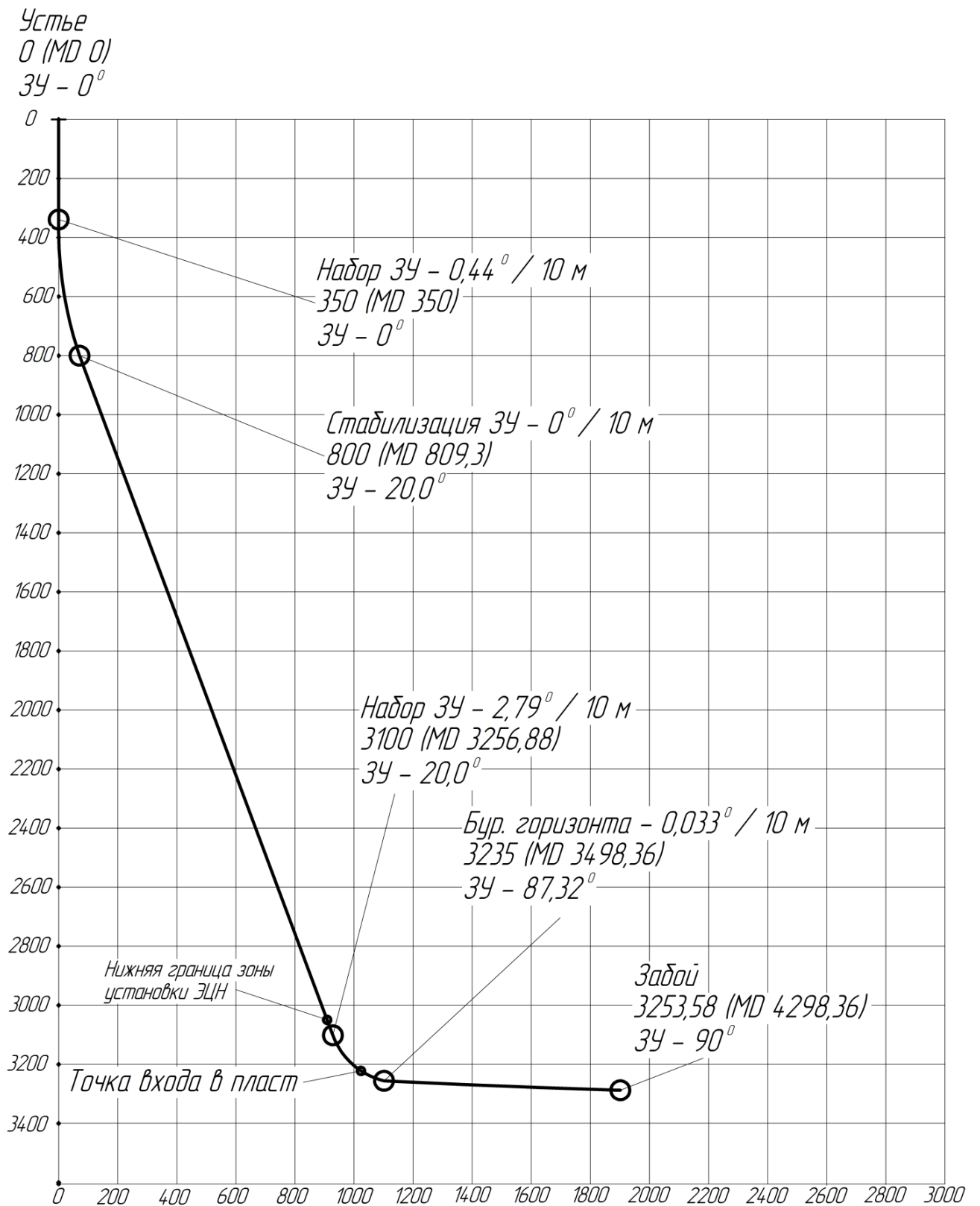


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины



Таблица 1 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля	Пятиинтервальный профиль с горизонтальным участком ствола										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	3253,68			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м					0,044		
Глубина вертикального участка скважины, м	350			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/м					0,279		
Отход скважины, м	1900			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м					-		
Длина интервала бурения по пласту, м	800			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м					0,003		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце участка набора угла, град					20,00		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					87,324		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	90			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					87,324		
№ Интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0	350	350	0	0	0	0	0	0	350	350
2	350	800	450	0	79,35	79,35	0	20,0	350	809,27	459,27
3	800	3100	2300	79,35	916,48	837,13	20,0	20,0	809,27	3256,55	2447,28
4	3100	3235	135	916,48	1100	183,52	20,0	87,32	3256,55	3498,36	241,81
5	3235	3254	19	1100	1899,71	799,71	87,32	90,0	3498,36	4298,36	800
Итого	Σ		3254	Σ		1899,71	-	-	Σ		4298,36

## 2.2 Обоснование конструкции скважины

Обоснование конструкции скважины представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Обоснование конструкции скважины

Наименование колонн	Диаметр колонн, мм	Глубина спуска колонн по вертикали (по стволу), м	Назначение обсадных колонн, обоснование выбора секционности, глубина спуска колонны и способа цементирования
1	2	3	4
Направление	426	30 (30)	Для предотвращения размыва устья, поглощения бурового раствора с потерей циркуляции при бурении под кондуктор, а также для перекрытия водонасыщенных песков и песчаников, в конструкции скважины предусмотрена установка направления. Направление спускается на глубину 30 м, комплектуется обсадными трубами $\varnothing$ 426 мм с резьбовыми соединениями ОТТМА. Оснастка направления включает направляющий башмак, центрирующие фонари и обратный клапан типа ЦКОД. Цементирование осуществляется до устья одной порцией тампонажного раствора с применением цемента для холодных и умеренных температур (ПЦТ-I-50).
Кондуктор	323,9	830 (841)	С целью перекрытия неустойчивых пород верхних интервалов разреза, а также для предотвращения осложнений при бурении под техническую колонну, связанных с кавернообразованием, сужением ствола за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола, глубина спуска кондуктора принимается 830м (841,2 м по стволу). Колонна комплектуется обсадными трубами $\varnothing$ 323,9 мм с резьбовыми соединениями ОТТМА. Оснастка кондуктора включает направляющий башмак, центрирующие фонари и обратный клапан типа ЦКОД. Цементируется до устья двумя порциями тампонажного раствора. На кондуктор устанавливается противовыбросовое оборудование.

Продолжение таблицы 2

Техническая	244,5	2100 (2193)	С целью перекрытия неустойчивых пород верхних интервалов разреза, а также для предотвращения осложнений при бурении под техническую колонну, связанных с осыпями, обвалами стенок скважины и предотвращения разрыва пород в случае ГНВП, глубина спуска технической колонны принимается 2100м (2192,7 м по стволу). Колонна комплектуется обсадными трубами $\varnothing 244,5$ мм с резьбовыми соединениями ОТТМА. Оснастка кондуктора включает направляющий башмак, центрирующие фонари и обратный клапан типа ЦКОД. Цементирование колонны осуществляется одноступенчатым способом двумя порциями тампонажного раствора с подъёмом выше башмака кондуктора на 500м.
Эксплуатационная	177,8	3220 (3428)	Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3220 м (3428,36 м по стволу) с установкой башмака в интервал урманской свиты. Цементирование колонны осуществляется одноступенчатым способом двумя порциями тампонажного раствора с подъёмом выше башмака кондуктора на 500 м. Комплектуется обсадными трубами отечественного производства диаметром 177,8 мм с резьбовыми соединениями ОТТГА. Оснастка эксплуатационной колонны включает направляющий башмак, обратный клапан типа ЦКОДУ и центрирующие фонари.
Хвостовик	127	3253,68 (4298)	Хвостовик устанавливается в интервале 2980 – 3253,68 м (3129,18-4298,36м по стволу). Комплектуется обсадными трубами зарубежного производства диаметром 127,0 мм с резьбовыми соединениями «butfress». Оснастка хвостовика включает комплекс ПХЦЗ.127/178 с центрирующими фонарями и жесткими центраторами. Цементирование хвостовика осуществляется одной порцией тампонажного раствора по всей длине.

### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

В связи с неустойчивостью отложений и согласно техническому заданию, при проведении многостадийного гидроразрыва пласта в Палеозойских отложениях, рекомендуется использовать забой закрытого типа.

Способ заканчивания скважины согласно рекомендациям: закрытый (обсаженный) вышележащий интервал скважины с закрытым интервалом продуктивного пласта, в который спускается хвостовик (диаметр хвостовика из технического задания 127 мм). В качестве подвески примем подвесной комплекс ПХЦЗ.127/178, включающий в своей конструкции – якорь, основной гидравлический разъединитель и механический разъединитель в качестве резервного.

### **2.2.2 Построение графика совмещённых давлений**

Построим график совмещённых давлений для определения числа обсадных колонн и определения интервалов, несовместимых по условиям бурения рисунок Г.1, приложение Г.

Из графика видно, что интервалов, несовместимых по условиям бурения нет, промежуточная колонна требуется, так как это является более целесообразным, в связи с тем, что при спуске кондуктора на глубину 2100 м можно получить множество осложнений и аварий. Также по условию технического задания требуется спуск хвостовика в интервал продуктивного пласта.

### **2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска**

Определим число обсадных колонн и глубин их спуска. Рыхлые породы (суглинки, супеси) заканчиваются на глубине 20 метров. С учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 метров примем глубину спуска направления 30 метров.

Глубина спуска кондуктора выбирается с целью перекрытия неустойчивых пород верхних интервалов разреза, а также для предотвращения осложнений при бурении под техническую колонну, связанных с

кавернообразованием, сужением ствола за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола, глубина спуска кондуктора принимается 830м.

Глубина спуска технической колонны выбирается с целью перекрытия неустойчивых пород верхних интервалов разреза, а также для предотвращения осложнений при бурении под техническую колонну, связанных с осыпями, обвалами стенок скважины и предотвращения разрыва пород в случае ГНВП, глубина спуска кондуктора принимается 2100м

Таблица 3 – Расчет спуска промежуточной колонны

ИМЯ ПЛАСТА	Нефтяные пласты					Газ
	J3vs	J3vs	J1urm	J1-2urm	к.в.+Pz	К.В. (М)*
Лкр, м	2695	2715	3140	3185	3235	3235
Гпл, кгс/см <sup>2</sup>	0,101	0,101	0,105	0,105	0,105	0,105
Ггрп, кгс/см <sup>2</sup>	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,16
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	681	681	683	683	672	779
<b>Расчетные значения</b>						
Пластовое давление кгс/см <sup>2</sup>	272,195	274,215	329,7	334,425	339,675	339,675
Лкондmin, м	810	830	1050	1060	1100	2100
Принимаемая глубина	<b>2100</b>					
Запас	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08

Глубина спуска эксплуатационной колонны – 3220 метров (указана в техническом задании).

Глубина спуска хвостовика выбрана 3254 м, что составляет среднее значение между отметками кровли и подошвы продуктивного пласта, с целью максимального нефтеизвлечения.

#### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервалы цементирования проектируем в соответствии с правилами ТБ НиГП:

- Направление – 0-30 метров;
- Кондуктор – 0-841,2 метров;
- Техническая колонна – 341,2-2192,7 метров;
- Эксплуатационная колонна – 1692,7-3428,36 метров;

- Хвостовик – 2921,74-4298,36 метров.

### 2.2.5 Расчёт диаметров скважин и обсадных колонн

Проведём расчёт диаметров скважин и обсадных колонн. По техническому заданию диаметр хвостовика, спускаемого в интервал продуктивного пласта, составляет 127 мм. Диаметры обсадных колонн и скважин представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Диаметры обсадных колонн и скважин

Обсадная колонна	Диаметры колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	426	490
Кондуктор	323,9	393,7
Техническая колонна	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	177,8	220,7
Хвостовик	127	155,6

Общий вид конструкции скважины приведен на рисунке Г.2, приложение Г.

### 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Рассчитаем максимальное устьевое давление для газовой скважины по формуле 1:

$$P_{му} = \frac{P_{nl}}{e^s}, \quad (1)$$

где  $P_{nl}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$s$  – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле 2:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{омн} \cdot H, \quad (2)$$

где  $H$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{МУ} = \frac{31,358}{e^{0,2575}} = 24,31 \text{ МПа};$$

Помимо максимального устьевое давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 323,9 мм, техническая

колонна диаметром 244,5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКО 2-35-324х245х178.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии газовых, нефтяных и водяных пластов с аномально высоким пластовым давлением применяют 6 схему. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП6-350/80х35, ГОСТ 13862-90.

## 2.3 Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Как уже ранее было сказано, рекомендуется применять двухколонную конструкцию скважины для успешного построения данной скважины. Следовательно, есть пять интервалов бурения для выбора способа бурения. Для бурения направления будем использовать роторный способ бурения, т.к. колонна на этом интервале имеет небольшой вес и можно достаточно легко поддерживать высокие скорости вращения ротора, а следовательно и механическую скорость бурения. Для бурения под кондуктор планируется использовать ВЗД, так как в этом интервале планируется набор зенитного угла. Кроме того, использование ВЗД обеспечит высокие скорости вращения долота и высокие темпы проходки данного интервала. Для бурения под техническую колонну также планируется использование ВЗД, двигатель обеспечит высокие скорости проходки и является наиболее целесообразным способом для данного интервала бурения. Бурение под эксплуатационную колонну и хвостовик также планируется с применением ВЗД и ротора, т.к. в этом интервале будет интенсивный набор угла (до  $90^0$ ), бурение ротором совместно с ВЗД планируется в интервале стабилизации (горизонта), для предотвращения дифференциальных прихватов буровой колонны. Кроме того, для бурения под хвостовик рассмотрен вариант КНБК с технологией «бурения на обсадных трубах».

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

<b>Интервал, м</b>	<b>Обсадная колонна</b>	<b>Способ бурения</b>
0-30	Направление	Роторный
30-830	Кондуктор	Роторный с применением ВЗД
830-2100	Техническая колонна	Роторный с применением ВЗД
2100-3220	Эксплуатационная колонна	Роторный с применением ВЗД
3220-3254	Хвостовик	Роторный с применением ВЗД



### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 490,0 мм, которое способно обеспечить максимальную механическую скорость бурения при значительном экономическом эффекте. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными породами.

Для всех последующих интервалов проектируются долота PDC. Поскольку разрез представлен породами, в которых максимальная категория пород – 5, допустимо применение стандартных PDC резцов без преждевременного износа и выхода долот из строя. Причем интервал под хвостовик бурится с использованием наддолотного расширителя, с целью обеспечения извлекаемости КНБК при использовании технологии «бурения на обсадных трубах»

Для бурения в породах мягких с прослоями пород средней твердости используется модель "8", поэтому при бурении интервала под кондуктор наиболее применима данная модель калибратора. Шифр калибратора: 8К 393,7 МС. Изготавливается с шестью прямыми лопастями, благодаря чему значительно уменьшаются гидравлические сопротивления при промывке скважины. От известных конструкций данный калибратор отличаются увеличенной концентрацией вооружения по концам лопастей и наличием в теле последних антисальниковых промывочных отверстий, что при разбурировании глин подтвердит рациональность его использования.

Для интервала бурения под техническую колонну используется калибратор 8КС 295,3 СТ. Рациональность его использования связана с тем, что разрез этого интервала сложен средне - твердыми породами. Спиральные лопасти калибратора полностью перекрывают сечение скважины, образуя непрерывный контакт со стенкой скважины, а также турбулизирует восходящий поток промывочной жидкости.

Выборка долот и калибраторов для строительства проектируемой скважины представлена в таблице Д.1 приложения Д.

### **2.3.3 Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород**

Для всех интервалов бурения осевые нагрузки выбираются согласно сравнению методик расчета статистического и аналитического методов с допустимой нагрузкой на долото, которая указывается в технической характеристике долота. Так же стоит отметить, что данные расчеты имеют сугубо теоретический характер и можно утвердить о том, что в интервалах под кондуктор, техническую колонну и хвостовик, осевых нагрузок 4,72, 4,43 и 6,28 тонн соответственно, недостаточно для оптимальных условий бурения (условия Западной Сибири) [2].

Расчеты осевых нагрузок под каждый интервал представлены в таблице Е.1, приложение Е

### **2.3.4 Расчёт частоты вращения долота**

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методикам расчета, в которых заложены такие параметры как: оптимальная линейная скорость на периферийном венце шарошки, время контакта зубьев долота с горной породой, стойкость опор – для шарошечных долот и для долот PDC: оптимальная линейная скорость на периферии долота. В интервале бурения (0-30 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что для бурения мягких четвертичных отложений со значительной периферийной зоной долота достигается достаточная эффективность разрушения горных пород при выбранной частоте вращения, а также это обусловлено рекомендуемой частотой вращения ротора (не более 80 об/мин). Касательно интервалов бурения под кондуктор (30-830), техническую колонну (830-2100), эксплуатационную колонну(2100-3220) и хвостовик (3220-3254) меньшие значения частоты вращения выбраны из-за наличия твердых и средне - твердых абразивных горных пород.

Данные по проектированию частоты вращения по интервалам бурения представлены в таблице Е.2, приложение Е

### 2.3.5. Проектирования частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Данные по проектированию расходов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-841	841-2193	2193-3428	3428-4298
<b>Исходные данные</b>					
$D_d$ , м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
$K$	0,6	0,5	0,3	0,3	0,3
$K_k$	1,3	1,3	1,31	1,2	1,2
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,14	0,12	0,11	0,11
$V_m$ , м/с	0,0083	0,0083	0,0069	0,0042	0,0042
$d_{бг}$ , м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{мах}$ , м	0,229	0,24	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$ , м	0,02	0,016	0,007	0,007	0,007
$n$	3	6	6	6	6
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$ , м/с	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,16	1,14	1,11	1,11	1,11
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2,08	2,53	2,42	2,14	2,53
<b>Результаты проектирования</b>					
$Q_1$ , л/с	113,1	60,8	20,5	11,5	5,7
$Q_2$ , л/с	106,8	90,6	40,2	11,9	7,5
$Q_3$ , л/с	265,0	146,8	100,1	39,9	12,2
$Q_4$ , л/с	116,2	72,8	38,5	16,6	8,3
$Q_5$ , л/с	35,3	56,5	24,7	24,7	24,7
$Q_6$ , л/с	-	30-75	30-57	19-38	10-20
<b>Дополнительные проверочные расчеты</b>					
$M$ , Н*м	-	4020,8	3624,8	2744,8	1343,8
$M_{табл}$ , Н*м	-	59800	50000	35300	127000
$Q_n$ , л/с	-	36,4	36,4	27,8	27,8
$Q_{пров1}$ , л/с	-	13,4	10,2	6,6	1,5
$Q_{пров2}$ , л/с	-	65,5	32,8	25,0	25,0
<b>Области допустимого расхода бурового раствора</b>					
$\Delta Q$ , л/с	116,2-265,0	90,6-146,8	40,2-100,1	24,7-39,9	8,3-12,2
<b>Запроектированные значения расхода бурового раствора</b>					
$Q$ , л/с	72	65	55	30	12

Для всех интервалов бурения запроектированные значения расхода бурового раствора выбираются исходя из расчетов на эффективную очистку забоя скважины, обеспечение выноса шлама на поверхность, проверку условий на размыв стенок скважин и предотвращения прихватов и устойчивости работы

гидравлического забойного двигателя. Самыми критическими из всех вышеперечисленных расчетов является значение расхода, при котором происходит размыв стенок скважины, поэтому этот расчет выбирается как верхний предел допустимых значений, а нижний, в свою очередь, должен выбираться из условий оптимального расхода, который обеспечит лучшую очистку забоя скважины и устойчивую работу ГЗД.

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		30-830	830-2100	2100-3220	3220-3254
<b>Исходные данные</b>					
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6
D <sub>здпредв.</sub> , мм		354,3-315,0	265,8-236,2	198,6-176,6	140,0-124,5
<b>Результаты проектирования</b>					
D <sub>зд</sub> , мм		240	210	195	106

Для интервала бурения под кондуктор (30-830 м) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС, отвечающий требованиям по совместимости с долотом и способный обеспечить необходимый набор угла. Для интервала бурения под техническую и эксплуатационную колонны проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-210РС, ДРУ1-195РС соответственно, данные ВЗД с регулируемым углом перекоса, они позволяют бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, а также способны обеспечивать высокий рабочий момент на долоте при бурении средних по твердости горных пород. Для интервала бурения под хвостовик выбирается винтовой забойный двигатель ДОТЗ-106РС. Его применение позволит осуществить набор зенитного угла до 90 градусов и провести ствол скважины в продуктивном пласте.

Результаты выбора забойных двигателей и их технические характеристики представлены в таблице Е.3, приложение Е.

### 2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна (БК) состоит из компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и колонны бурильных труб (КБТ). В общем случае КНБК включает в себя долото, гидравлический забойный двигатель, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, ясы, отклонители и утяжеленные бурильные трубы (УБТ).

Выбор веса УБТ основывается исходя из запроектированных осевых нагрузок при бурении под каждый интервал (таблица Е.1, приложение Е). Осевая нагрузка должна складываться преимущественно из веса всех секций УБТ на интервале. Диаметр первой секции определяется с учетом того, чтобы жесткость на изгиб ступени превышала жесткость обсадной колонны, под которую ведется бурение. Число секций определяется исходя из условия плавного перехода по жесткости от основной ступени УБТ к КБТ, при этом для обеспечения жесткости соединения секций необходимо, чтобы диаметр следующей секции был не меньше  $\frac{3}{4}$  диаметра предыдущей. В случае передачи вращения от ротора на горизонтальном участке или набора угла, а также в целях снижения гидравлических потерь в затрубном пространстве на значительных глубинах, для создания осевой нагрузки используются толстостенные бурильные трубы ТБТ.

По опыту бурения на территории Западной Сибири, важным условием для создания эффективной осевой нагрузки на долото является размещение УБТ или ТБТ на интервале, где значение зенитного угла не превышает  $45^\circ$ .

Использование немагнитных утяжеленных бурильных труб (НУБТ), в первую очередь, связано с исключением влияния ферромагнетизма при использовании телеметрических систем внутри трубы. Таким образом, при включении их в КНБК для интервала бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик, создание осевой нагрузки на долото суммарным весом этих труб следует считать незначительным.

Результаты расчета УБТ для интервалов бурения под направление, кондуктор, техническую колонну, эксплуатационную колонну и хвостовик

приведены в таблицах 8, 9, 10, 11, 12 соответственно. Расчеты на прочность проводились в программном обеспечении «БурСофтПроект».

Таблица 8 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под направление

<b>УБТ</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	УБТС – 203x71 М	203	8	1784
2	УБТС – 165x57 М	165	8	1182
<b>Бурильные трубы</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	ТБПК 127x9,19 М	127	18,6	617,5

Таблица 9 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под кондуктор

<b>УБТ</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	НУБТ-254	254	18,9	6754,8
2	УБТС – 203x71 М	203	8	1784
3	УБТС – 165x57 М	165	8	1182
<b>Бурильные трубы</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	ТБПК 127x9,19 М	127	818,4	27170

Таблица 10 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под техническую колонну

<b>УБТ</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	НУБТ-241	241	18,9	6030
2	УБТС – 203x71 М	203	16	3568
3	УБТС – 165x57 М	165	8	1182
<b>Бурильные трубы</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	ТБПК 127x9,19 М	127	2157,6	71012

Таблица 11 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

<b>УБТ</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	НУБТ-172	172	18,8	1640
2	УБТС – 146x57 М	146	80	8112
<b>Бурильные трубы</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	ТБПК 127x9,19 М	127	3180,6	105592

Таблица 12 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

<b>УБТ</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	НУБТ-105	105	18,9	966
<b>Бурильные трубы</b>				
<b>№секции</b>	<b>Тип</b>	<b>Диаметр, мм</b>	<b>Длина, м</b>	<b>Масса, кг</b>
1	ТБПК 88,9x9,35 М	88,9	100	2228
2	ТБТ-89x50,8	88,9	120	4438
3	ТБПК 88,9x9,35 М	88,9	2960	65949

Буровая установка оснащается системой верхнего привода, по этой причине в бурильную колонну не включаются ведущая труба, шаровый кран. В телесистеме COMPASS используются следующие модули: пульсатор, центратор, батареи, инклинометр.

Осуществим проектирование компоновки низа бурильной колонны для всех интервалов. Результаты проектирования КНБК для всех интервалов представлены в таблице Ж.1 приложения Ж.

### **2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов**

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервала под направление – глинистый; для интервала под кондуктор – стандартный глинистый раствор; для бурения интервалов под техническую колонну и эксплуатационную колонну – полимеркарбонатный раствор инкапсулирующего типа; для бурения интервала под хвостовик, в том числе для вскрытия продуктивного пласта –

будет использоваться полимеркарбонатный буровой раствор. В таблице 13 представлен компонентный состав бурового раствора под каждый интервал.

Таблица 13 – 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	<b>Глинистый</b> Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ (структурообразователь), NaOH (регулятор pH)
30	841	<b>Стандартный глинистый раствор</b> Вода пресная, NaOH, Reasil (ингибитор глин, гидрофобизирующий агент), Poly-pac R (понижитель фильтрации), Sapp (противосальниковый реагент)
841	2193	<b>Полимеркарбонатный раствор инкапсулирующего типа</b> Вода пресная, NaOH, Ca <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , Poly-pac R (полианионная целлюлоза), Poly-plus DRY (инкапсулятор глин), Realub L, Reastab, Duo-Vis NS (биополимер – контроль реологии), SORBER MILD (регулятор жесткости)
2193	3428	<b>Полимеркарбонатный раствор инкапсулирующего типа</b> Вода пресная, NaOH, Ca <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , Poly-pac R, Duo-Vis NS (биополимер – контроль реологии), Realub L, Reastab, Poly-plus DRY (инкапсулятор глин), SORBER MILD (регулятор жесткости)
3428	4298	<b>Полимеркарбонатный раствор</b> Вода пресная, NaOH, Ca <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (кальматант, утяжелитель средний), Poly-pac R, Realub L, КМК, SORBER MILD (регулятор жесткости)

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, скомпонованная преимущественно из импортного оборудования, способного обеспечить наилучшую очистку раствора от шлама. Схема очистки бурового раствора приведена на рисунке 2.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 14.

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов под каждый интервал представлены соответственно в таблицах И.1 и И.2 приложения И



Таблица 14 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P <sub>пл</sub> , МПа	H, м	g, м/с <sup>2</sup>	ρ <sub>бр</sub> , г/см <sup>3</sup>	ρ <sub>гп</sub> , г/см <sup>3</sup>	K	d, м	
от	до									
0	30	0,1	0,6	30	9,81	1,10-1,18	2,02	1,5	0,010	
30	841	0,1	15,49	830		1,14-1,16	2,43	1,5	0,008	
841	1235	0,1	22,38	1200		1,11-1,16	2,60	1,5	0,008	
1235	2193	0,05	37,60	2100		1,11-1,16	2,38	1,5	0,008	
2193	3428	0,05	55,17	3220		1,11-1,18	2,48	1,5	0,005	
3428	4298	0,05	55,70	3254		1,10-1,11	2,57	1,5	0,005	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плот- ность, г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>1</sub> , дПа	СНС <sub>10</sub> , дПа	Условная вязкость, с	Водоотдача, мл	рН	Содер- жание песка, %	ДНС, дПа	ПВ, сПз
от	до									
0	30	1,16	8-18	12-35	90-120	<12	7,5-9	1,5	10-25	10-20
30	841	1,14	6-16	9-30	40-75	8-12	7,5-9	1	10-20	15-20
841	1235	1,11	2-10	4-25	40-55	< 8	8-10	< 1	10-35	10-25
1235	2193	1,11	2-10	4-25	40-55	< 8	8-10	< 0,5	12-35	12-20
2193	3428	1,11	2-10	4-25	40-55	< 8	8-10	< 0,5	10-35	10-25
3428	4298	1,11	2-10	4-25	40-50	< 6	8-10	< 0,5	15-35	12-20

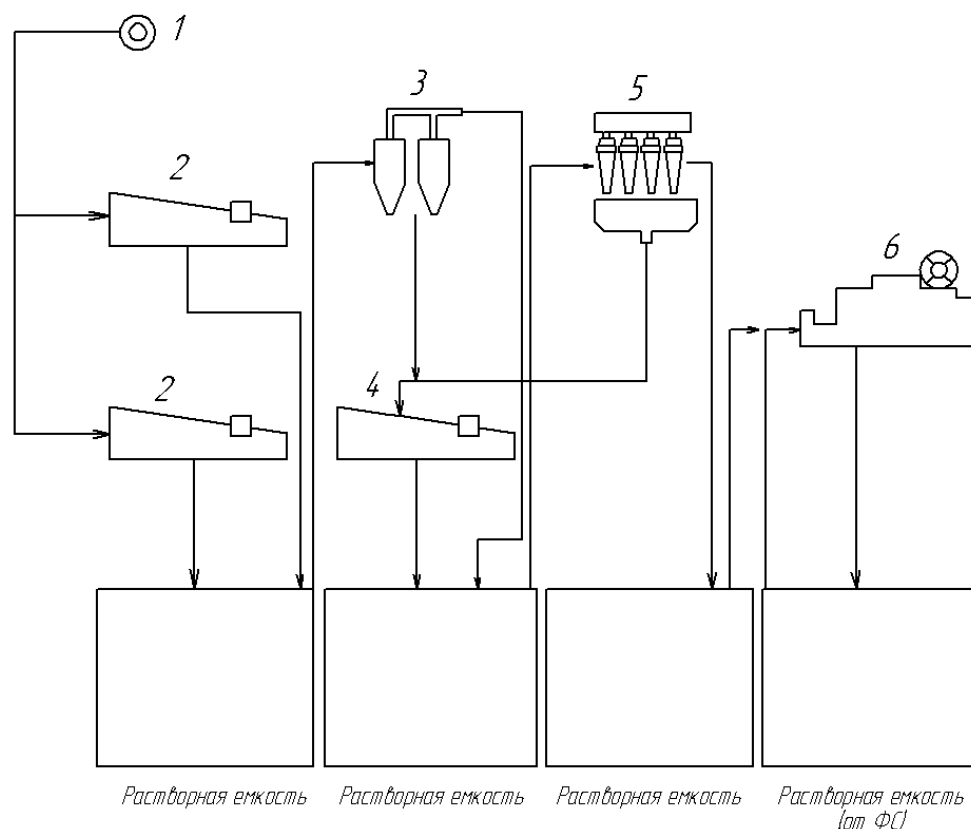


Рисунок 2 – Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросито Derrick FLC 2000; 3-5 – ситогидроциклонный сепаратор Derrick Hyperpool Mud Cleaner (3 – пескоотделитель Derrick Desander; 4 – вибросито Derrick FLC 2000; 5 – илоотделитель Derrick Desilter); 6 – центрифуга Derrick DE-1000 LP VFD.

### 2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под хвостовик. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

В таблицах 15-17 представлены результаты гидравлической программы промывки скважины по интервалам бурения.

Таблица 15 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во, шт	Диаметр, мм		
<b>Под направление 490,0 мм</b>									
0	30	БУРЕНИЕ	0,31	0,038	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	16	119,4	703,0
<b>Под кондуктор 393,7 мм</b>									
30	841,2	БУРЕНИЕ	0,41	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	14,3	101,2	448,7
<b>Под промежуточную колонну 295,3 мм</b>									
841,2	2192,7	БУРЕНИЕ	0,77	0,093	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12	94,3	373,3
<b>Под эксплуатационную колонну 220,7 мм</b>									
2192,7	3428,36	БУРЕНИЕ	0,66	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	9	80,8	137,0
						2	9,5		
<b>Под хвостовик 155,6 мм</b>									
3428,36	4298,36	БУРЕНИЕ	1,06	0,119	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	86,3	79,1

Таблица 16 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180L	2	100	150	352	1	125	36,0	72
30	841,2	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180L	2	100	150	352	1	125	32,5	65
841,2	2192,7	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180L	2	100	150	352	1	125	32,0	55
2192,7	3428,36	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180L	1	100	150	352	1	125	32,0	32,0
3428,36	4298,36	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180L	1	100	150	352	1	60	12,33	12,33

Таблица 17 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	30	БУРЕНИЕ	126,8	97,6	0	19,1	0,0	10,0
30	841,2	БУРЕНИЕ	347,5	69,0	192,2	74,4	1,9	10,0
841,2	2192,7	БУРЕНИЕ	308,2	58,3	69,9	161,5	8,5	10,0
2192,7	3428,36	БУРЕНИЕ	260,2	42,8	93,6	86,4	27,3	10,0
3428,36	4298,36	БУРЕНИЕ	359,9	45,0	46,3	179,8	48,9	3,3

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные для расчета представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обль}$ , кг/м <sup>3</sup>	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1900
высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	1630	глубина скважины, м	3429
высота цементного стакана $h_{см}$ , м (длина по стволу, м)	12 (20)	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_{2,м}$	670

#### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Схемы расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении для эксплуатационной колонны и в конце эксплуатации нефтегазоконденсатного месторождения изображены на рисунке 3. Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 19. В случае «а» (рисунок 3) учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность.

Таблица 19 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1630	2550	3212	3220
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0,80	4,41	10,22	10,22
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтегазоконденсатной скважины, МПа	0	16,29	25,77	-	35,13

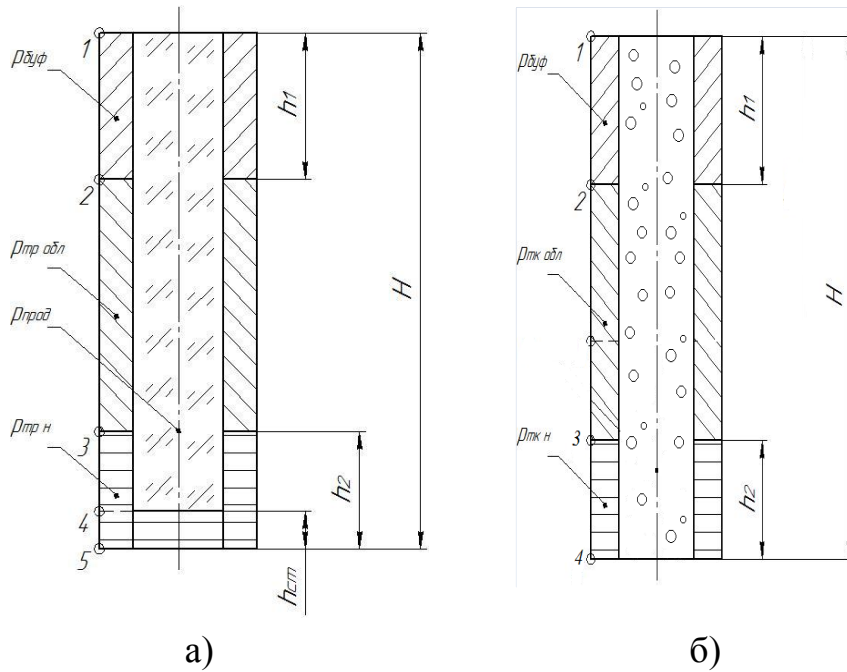


Рисунок 3 – Схемы расположения жидкостей в скважине:

а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) в конце эксплуатации нефтегазоконденсатной скважины.

Поскольку  $P_r = 21,78 \text{ МПа} > P_{кз} = 0,5 \text{ МПа}$ , наиболее опасным является случай в конце эксплуатации, поэтому расчеты наружного избыточного давления были произведены для него. Эпюра давлений для наиболее опасных случаев в координатах «глубина– наружное избыточное давление» приведена на рисунке 4.

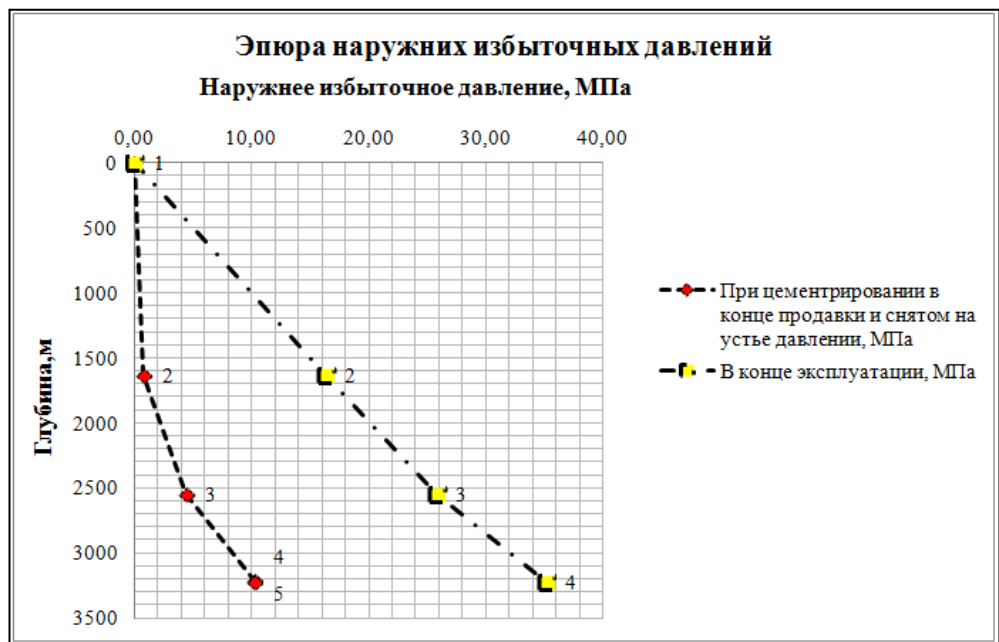


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений

### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Схемы расположения жидкостей при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и при опрессовке эксплуатационной колонны изображены на рисунке 5.

Максимальная величина давления на цементировочной головке составляет  $P_{цг} = 20,46$  МПа. Величина давления опрессовки исходя из ожидаемого давления на устье  $P_{оп} = 26,74$  МПа. Минимальное требуемое давление  $P_{оп\ мин} = 9,5$  МПа меньше расчетного, так что расчет производится для давления  $P_{оп}$ .

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 20.

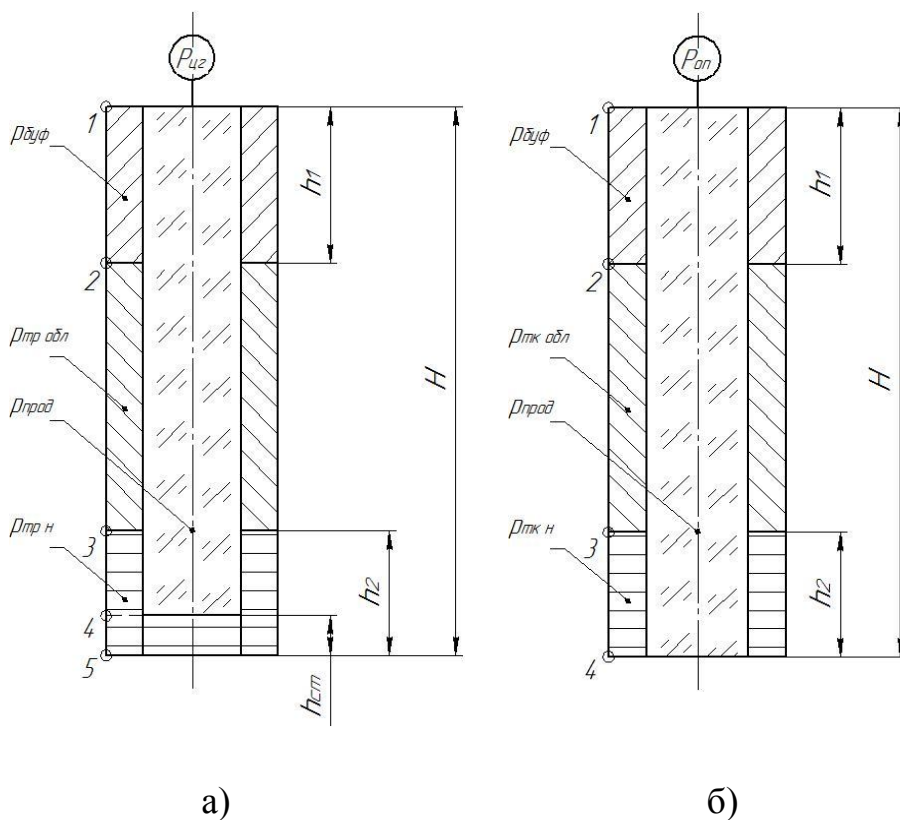


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в скважине:

а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны.

Таблица 20 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1630	2550	3212	3220
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	20,46	19,66	16,05	10,28	10,28
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	26,74	25,94	25,49	-	22,70

Эпюра внутренних избыточных давлений в координатах «глубина – внутреннее избыточное давление» изображена на рисунке 6.

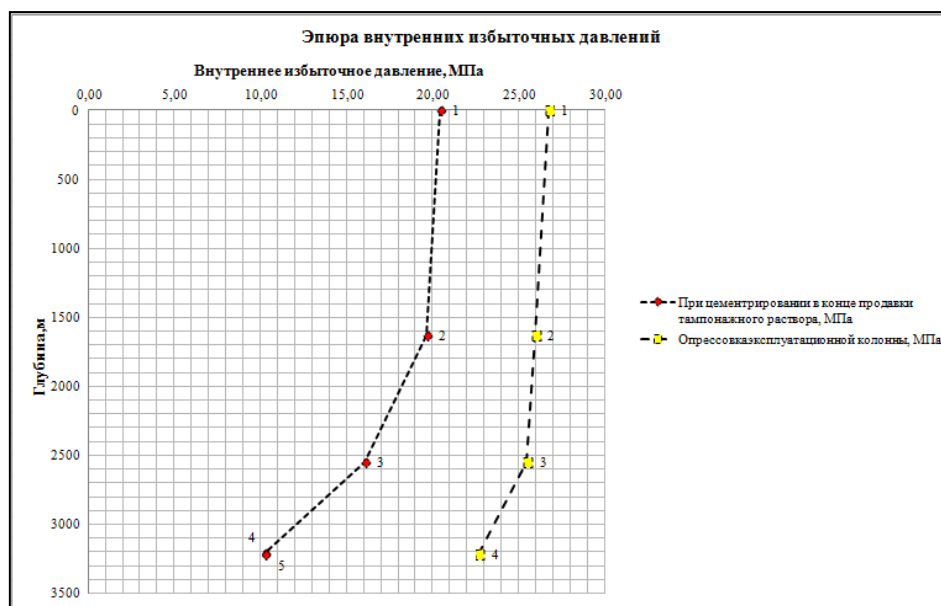


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных обсадных колонн представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секции	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
I	«Е»	10,4	299	43,44	12989	132770	3249-3030
II		9,2	2580	38,85	100233	119781	3030-450
III		10,4	450	43,44	19548	19548	450-0



## 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле (3):

$$0,95 * P_{гр} > P_{гс кп} + P_{гд кп}, \quad (3)$$

49,17 МПа > 42,29 МПа. Условие выполняется, следовательно, применяем одноступенчатое цементирование.

### 2.4.2.2 Расчет объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

В качестве тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ–II–100 с водоцементным отношением  $m_n = 0,5$ . Для облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ-III-Об-4-100 с водоцементным отношением  $m_{обл} = 1$  [3].

Результаты расчета объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Количество составных компонентов и объемы тампонажных смесей.

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
Тампонажный раствор нормальной плотности	20,27		1900	14,54	ПЦТ - II - 100	26,4 т / 529 меш.
					НТФ	8,3 кг / 1 меш.
Облегченный тампонажный раствор	20,40		1400	16,18	ПЦТ - III – Об-4- 100	14,71 / 295 меш.
					НТФ	8,4 кг / 1 меш.
Буферная жидкость	25,38	5,08	1050	25,2	«МБП-СМ»	355,6 кг / 8 меш.
		20,3			«МБП-МВ»	304,5 кг / 6 меш.
Продавочная жидкость	69,89		1000	69,89	-	-

### 2.4.2.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

По формуле 4 рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата

$$P_{ца} \geq \frac{P_{цг}}{0,8}, \quad (4)$$

где  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».  $P_{ца} \geq 25,575$ . Ближайшее большее давление – 32 МПа при диаметре втулок 100 мм.

Затем по формуле 5 рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = \frac{G_{сyx}}{G_{б}} \quad (5)$$

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчетами ее количества (для цемента нормальной плотности 2 цементосмесительные машины; для цемента облегченной плотности 1 цементосмесительная машина) разработана технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, приведенная на рисунке 7.

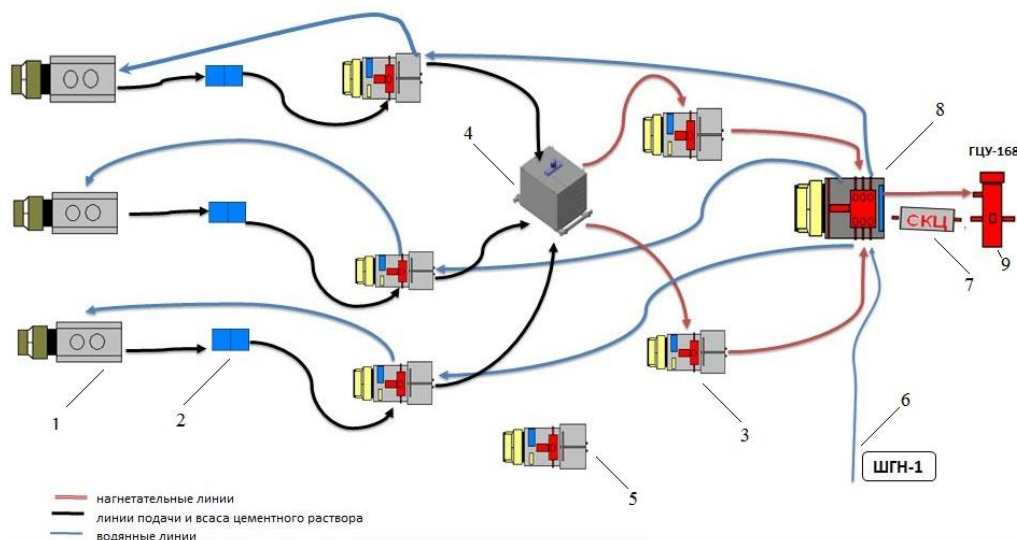


Рисунок 7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

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

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 23.

Таблица 23 – Технологическая оснастка обсадных колонн.

	Элементы технологической оснастки					
	Башмак	Клапан обратный	Подвеска	Центратор	Цементировочная головка	Продавочная пробка
Направление	БКМ-426	ЦКОД-426	-	ЦЦ-2-426/490	ГЦУ-426	ПРП-Ц-426
Кондуктор	БКМ-324 ОТТМ	ЦКОД-324	-	ЦПН-324/394 (17 шт.)	ГЦУ-324	ПРП-Ц-324
Техническая колонна	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОД-245	-	ЦПН-245/295 (44 шт.)	ГЦУ-245	ПРП-Ц-245
Эксплуатационная колонна	БКМ-178 ОТТГ	ЦКОДУ - 178	-	ЦПН-178/216 (69 шт.)	ГЦУ-178	ПРП-Ц-178
Хвостовик	БКМ-127 БТС	-	ПХЦЗ. 127/178	ЦР-127/155 (18 шт.)	ГЦУ-127	ПРП-Ц-127
Производитель	ООО «ЮНГМК»	ЗАО «Проммашсервис»	НТЦ «ЗЭРС»	ОАО «Нефтемаш»	ЗАО НПП «РосНефтеГазИнструмент»	ЗАО НПП «РосНефтеГазИнструмент»

### 2.4.4 Проектирование процессов освоения скважин.

Для освоения скважины применим метод многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) с применением раздвижных муфт, активируемых шарами.

Технология заключается в следующем: в горизонтальную часть скважины опускается хвостовик с циркуляционными муфтами и системой заколонных пакеров для изоляции интервалов. В момент спуска хвостовик, оборудованный муфтами с открывающимися окнами, герметичен и не допускает сообщения внутрискважинного пространства с заколонным.

В ходе операции в поток жидкости ГРП направляются шары калиброванного размера по принципу матрешки, начиная с шара самого малого диаметра, которые, «сажаясь» в седла, расположенные в муфтах,

открывают их, обеспечивая сообщение с пластом для дальнейшего проведения операции. Таким образом, по завершении каждой стадии гидроразрыва сброшенный в скважину шар изолирует предыдущий интервал и открывает порты в хвостовике напротив следующего интервала обработки, что позволяет сформировать запланированное число трещин вдоль горизонтальной части ствола скважины.

Теоретически число интервалов в горизонтальных скважинах может достигать до десятков, но при разработке месторождений в Западной Сибири обычно проводят от трех до семи операций гидроразрыва, которые позволяют создать систему высокопроводящих трещин, существенно интенсифицируя дебит скважины [4].

На рисунке 8 представлено схематическое отображение метода МГРП с применением раздвижных муфт, активируемых шарами.

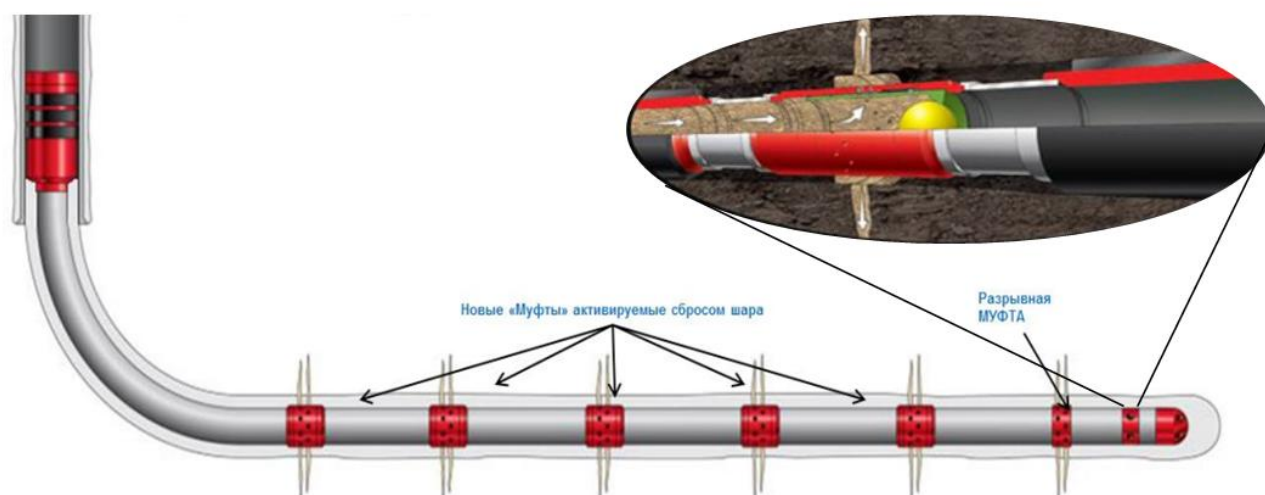


Рисунок 8 – Схематическое отображение метода МГРП с применением раздвижных муфт, активируемых шарами.

## 2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 5000/320 ЭУК-БМЧ.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 24.1

Таблица 24.1 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбранная буровая установка БУ 5000/320 ЭК-БМЧ</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	225,9	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	0,7
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	145,0	$Q_{об} / [G_{кр}]$	0,45
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	293,7	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	0,92
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	320		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ( $Q_{вלב}$ )	240	$k_{по} = P_o / P_{бo}$ ( $k_{по} > 1,25$ ) $P_o = 2 \text{ кгс/см}^2$	$P_o / P_{бo} = 12,21 > 1,25$
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )	225,9		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	145,0		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_p$ )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> ( $F_{бo}$ )	40		

Буровая установка оснащена системой верхнего привода (СВП) производства «Уралмаш-Буровое оборудование» СВП-500.

Технические характеристики СВП представлены в таблице 24.2 [47].

Таблица 24.2 Технические характеристики СВП

Наименование	Тип	Грузоподъемность, т	Привод	Максимальный крутящий момент, Н*м (кг*м)
СВП-500	ВСП	500	Гидравлический	62000 (6300)

### **3. «Разработка рецептуры раствора хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения его ресурса»**

#### **3.1 Актуальность исследования**

На сегодняшний день применение винтовых забойных двигателей (ВЗД) наиболее актуально при бурении наклонно-направленных скважин. ВЗД охватили около 90% нефтегазового рынка в области бурения. Это связано с тем, что винтовой забойный двигатель в сравнении с остальными гидравлическими забойными машинами обеспечивает надежность своей работы (минимизация аварий), увеличение технико-экономических показателей за счет повышения скорости бурения и снижение энергозатрат. Сегодня сконструировано и серийно выпускается более 25 типоразмеров ВЗД различной модификации, что ещё раз подчеркивает масштабность использования данной машины. Но также стоит отметить, что помимо своих преимуществ, винтовые забойные двигатели имеют ряд недостатков, а именно быстрый износ моторесурса (от 90 до 235 часов), значительное изменение рабочей характеристики в процессе эксплуатации, невысокая стойкость к агрессивному воздействию скважинной среды, высокая трудоемкость и стоимость ремонтно-профилактических работ[5].

Вместе с тем эффективность реализации современных технологий бурения и ремонта скважин предъявляет все более высокие требования к надежности бурового оборудования в целом и повышению износостойкости забойного привода в частности.

Практическим путем выявлено, что около 50% всех отказов ВЗД связано с износом рабочей пары резинометаллический статор- стальной ротор.

Актуальность темы определяется тем, чтобы усовершенствовать износостойкость рабочей пары ВЗД в области процессов трения при помощи обработки эластомера (резинометаллической части статора).

В российской практике производства статоров одновинтовых гидромашин для нефтяной промышленности используются резиновые смеси на

базе синтетических бутадиен-нитрильных каучуков (СКН-40, СКН-26 и пр.), обладающие хорошими физико-механическими свойствами и маслобензостойкостью [6].

Отечественные фирмы-производители обойм ВЗД используют следующие марки эластомеров: 2Д-405 (Ливгидромаш, Технооснастка – РТД); МБМ (Завод им. Гаджиева); РС-26ч-5 (РЕАМ - РТИ); ИРП-1226 (ВНИИБТ – Буровой инструмент, Чайковский завод РТД, Технооснастка – РТД). Их физико-механические свойства (по ГОСТ 269-66 и 270-75) представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Физико-механические свойства резин, применяемых в отечественных винтовых забойных двигателях

Показатели	Марка резины		
	2Д-405	ИРП-1226	РС-26ч-5
Прочность при разрыве, МПа	14	20	12,5
Относительное удлинение при разрыве, %	150	300-150	120
Равновесный модуль упругости при 100 % удлинении, МПа	9	8	8,5
Твердость по Шору А. усл. ед.	80	70-80	75-85
Сопротивление раздиру, Н/мм	90	65	80
Прочность связи с металлом, МПа	6,0	9,4	6,7
Условная выносливость при знакопеременном изгибе с вращением (деформация 17,5 %), тыс. циклов / температуру образца при разрушении, °С	-	206/165	394/125
Максимальная температура эксплуатации, °С	80	100	140

За объект исследования нашей научной группой бралась резина марки ИРП-1226, так как это связано с тем, что производственные данные этого продукта не могут в полной мере обеспечить оптимальные (долговечные) условия при бурении скважин с использованием буровых растворов на углеводородной основе. Кроме того, ИРП-1226 используется наиболее чаще в ВЗД отечественного производства, по сравнению с её аналогами, что ещё раз подчеркивает актуальность данного исследования.

*Цель исследования:* Разработка рецептуры раствора хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения его ресурса.

*Задачи исследования:* Экспериментальным путем выявить, при обработке какой из солей (NaCl, KCl, BaCl<sub>2</sub>, CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub>), прочностные свойства эластомера на истирание и резание возрастут.

### 3.2 Методика проведения эксперимента

Исследования по изучению устойчивости эластомера ИРП-1226 к механическому разрушению проводились в присутствии бентонитового бурового раствора, после выдержки резины в концентрированных растворах хлоридов соли при температуре 80 °С. В качестве растворов соли были выбраны: хлорид натрия (NaCl), хлорид калия (KCl), хлорид бария (BaCl<sub>2</sub>), хлорид кальция (CaCl<sub>2</sub>) и хлорид магния (MgCl<sub>2</sub>). В качестве продукта исследования использовались образцы цилиндрической формы резины ИРП - 1226 с диаметром 42-44 мм, массой 19-21 г и высотой 11-13 мм.

Предварительно образцы помещались в специальные контейнеры в каждый из концентрированных растворов солей хлоридов и выдерживались в лабораторной печи при температуре 80 °С в течение 5,10,15 и 20 суток соответственно. Концентрации растворов солей представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Масса соли на 100 мл воды, для насыщенного раствора при температуре 80 °С

Тип хлорида	Масса, г	Температура, °С	Объем воды, мл
NaCl	38,4	80	100
CaCl <sub>2</sub>	147		
KCl	51,1		
MgCl <sub>2</sub>	65,8		
BaCl <sub>2</sub>	52,2		



После выдержки образцов в рассоле проводились повторные замеры геометрических параметров образцов для фиксации уровня проникания кристаллов соли в межпоровое пространство эластомера. Изменение массы образца до и после обработки смотрите в таблице К.2, приложение К. В дальнейшем, образцы поочередно изнашивались резанием и трением под действием заданной осевой нагрузки (2-8 кг) и частотой вращения (180 об/мин) в присутствии заранее приготовленного полимерглинистого бурового раствора, схема приготовления которого указана на рисунке 10. Условия разрушения образцов эластомера осуществлялись при помощи цилиндрического стакана и вертикального сверлильного станка марки «PROMA» (рисунок 11).

Разрушающее и истирающее воздействие на образец было решено создавать при помощи специальных инструментов с режущим профилем размером 2x25 мм и истирающим профилем диаметром 35 мм (рисунок 12). Данный выбор инструментов обуславливается тем, что они могут в полной мере эмитировать работу пары винтового забойного двигателя стальной ротор - резинометаллический статор.

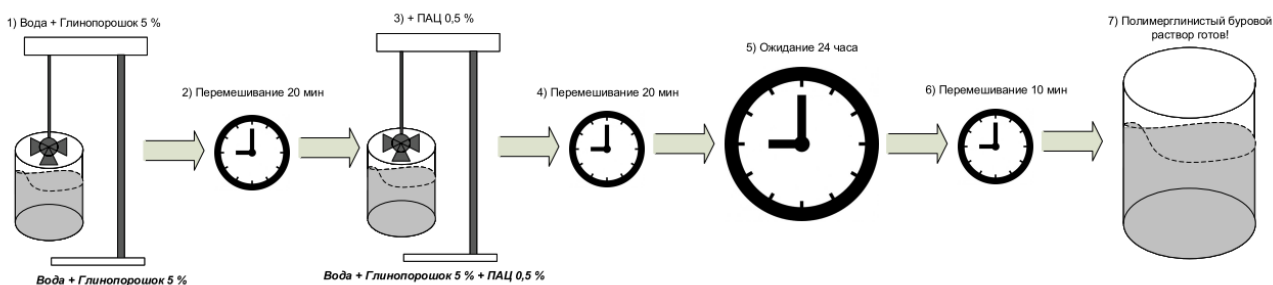


Рисунок 10 – Схема приготовления бурового раствора



а) б) в)

Рисунок 11 – а – Цилиндрический стакан (1-стакан, 2-крышка-зажим);  
 б – Образец; в – Вертикальный сверлильный станок «ПРОМА РТВ – 16В/230»



а) б)

Рисунок 12 – а - Инструмент с истирающим профилем; б – Инструмент с режущим профилем

### 3.3 Результаты исследований

Исходя из результатов исследований влияния рассола хлористых солей и времени выдержки на показатели устойчивости резины ИРП-1226, приведенных в таблице К.1 (Приложение К), можно сделать вывод, что наиболее благоприятное воздействие на прочностные характеристики эластомера при разрушении его инструментом с режущим профилем, оказывают следующие рассолы солей: хлорид магния ( $MgCl_2$ ) и хлорид натрия ( $NaCl$ ). Согласно диаграмме представленной на рисунке 13 следует, что время «пропитки», при котором достигается максимальная износостойкость резины ИРП-1226, достигается после 10-ти суток выдержки. Выдержка в 5 дней также делает образец более устойчивым к разрушению по отношению к эксперименту без выдержки, но уступает образцам с 10-суточной обработкой.

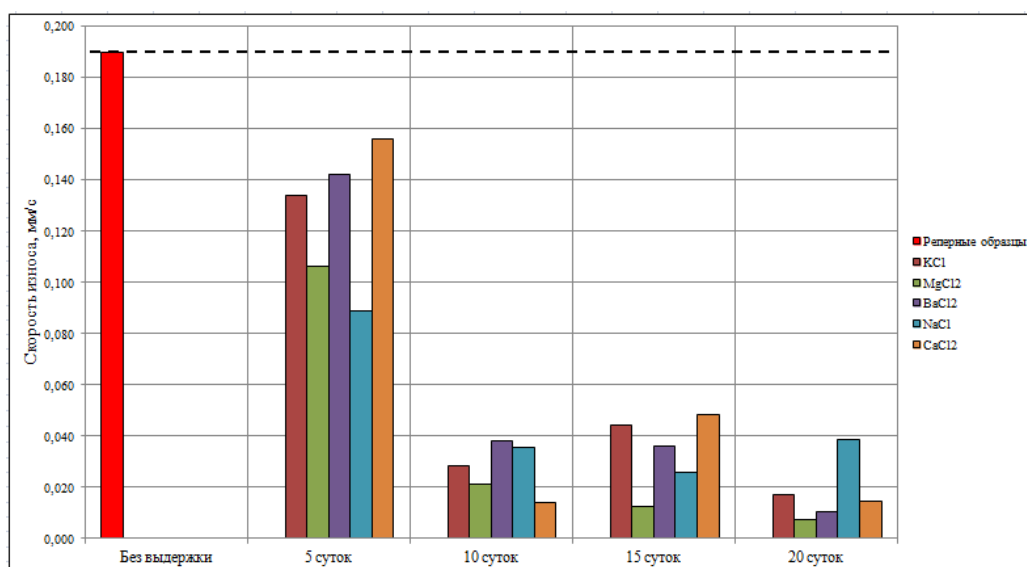


Рисунок 13 – Гистограмма скорости износа резиновой смеси ИРП-1226 от времени выдержки

Кроме того, различие скоростей износа реперных образцов без обработки относительно обработанных образцов раствором соли можно объяснить тем, что кристаллы соли проникают в межпоровое пространство эластомера в процессе выдержки образцов в лабораторной печи и после их извлечения, соль начинает кристаллизоваться. Вследствие этого, структура эластомера становится тверже, но менее упругой.

На рисунке 14 представлен обобщенный график с описанием зависимостей скорости износа от выдержки при помощи полиномиальной линии тренда.

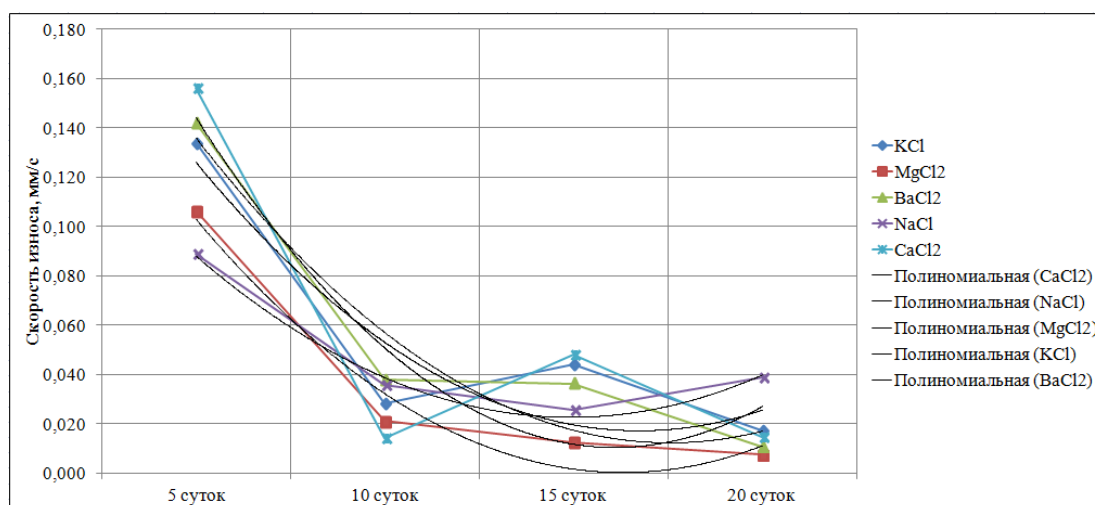


Рисунок 14 – График зависимости скорости износа от времени выдержки

Из графика (рисунок 14) можно заметить, что тенденция упрочняющих свойств эластомера от времени обработки в том или ином растворе только растет. Это является поводом для проведения дальнейших экспериментов в данном направлении.

В результате исследований так же было обнаружено, что при взаимодействии режущего инструмента с образцом эластомера отсутствовали обломки резины в виде мелкой крошки. Износ образца проявлялся сколом больших кусочков эластомера. (Рисунок 15) То есть скалывающее разрушение преобладает над режущим.



Рисунок 15 – Продукт износа эластомера режущим инструментом (слева – без обработки; справа – обработанный соляным раствором)

В экспериментах с разрушением образцов инструментом с истирающим профилем никаких выводов сделать не удалось, так как лабораторный стенд не позволил создать осевую нагрузку более 8 кг, а при нагрузке в 8 кг особых деформаций между образцами, обработанных рассолом соли и реперных – не обнаружено.

### **3.4 Рекомендации и направления исследования**

В ходе исследований было оценено влияние периодов выдержки образцов резины ИРП-1226 в различных соляных растворах на прочностные характеристики эластомера к механическому разрушению. Исходя из экспериментальных данных, можно сделать вывод, что выдержка образцов в любом из растворов влияет на прочностные свойства эластомера. Однако наиболее устойчивыми к разрушению оказались образцы, обработанные растворами хлорида магния ( $MgCl_2$ ) и хлорида натрия ( $NaCl$ ) с выдержкой в 10,15 и 20 суток. При выдержке в 5 суток образцы эластомера не достигают «точки насыщения» растворами соли и именно поэтому уступают по своим прочностным свойствам.

Таким образом, можно судить о перспективности дальнейших исследований в данном направлении, а также необходимости разработки экспериментального стенда для приближения имитации работы ВЗД в лабораторных условиях к реальным условиям для получения более достоверных данных о влиянии воздействия растворов солей на эластомер винтового забойного двигателя.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4В	Фёдоров Александр Валерьевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	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 Н 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

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
-------------------------------------------------------------	--

Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна	-		

Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4В	Фёдоров Александр Валерьевич		

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления нефтегазодобывающего предприятия ПАО «НК «Роснефть»**

«Роснефть» — лидер российской нефтяной отрасли и крупнейшая публичная нефтегазовая корпорация мира. Основными видами деятельности ПАО «НК «Роснефть» являются поиск и разведка месторождений углеводородов, добыча нефти, газа, газового конденсата, реализация проектов по освоению морских месторождений, переработка добытого сырья, реализация нефти, газа и продуктов их переработки на территории России и за ее пределами.

Компания включена в перечень стратегических предприятий России. Ее основным акционером (50,00000001% акций) является АО «РОСНЕФТЕГАЗ», на 100% принадлежащее государству, 19,75% акций принадлежит компании ВР, 19,5% акций принадлежит компании QHG Shares Pte. Ltd., одна акция принадлежит государству в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом, оставшиеся акции находятся в свободном обращении

Основными целями и задачами ПАО «НК «Роснефть» являются восполнение запасов на уровне не менее 100%, эффективная добыча на зрелых месторождениях и ее рост за счет реализации новых проектов, создание новых кластеров добычи на шельфе, развитие технологий и внедрение практик проектного управления мирового уровня, монетизация газовых запасов и конкурентный рост добычи, оптимальная конфигурация НПЗ и максимально прибыльная реализация продукции Компании. Успешные итоги деятельности ПАО «НК «Роснефть» в 2016 году подтверждают эффективность применяемой стратегии, значимость обозначенных приоритетов и позволяют прогнозировать дальнейшее устойчивое развитие Компании на благо акционеров [7].

На рисунке Л.1 приложения Л представлена организационная структура предприятия ПАО «НК «Роснефть»

## **4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины**

### **4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины**

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

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

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

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

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8]. Нормативное время на сборку и монтаж:

- оснований вышечно-лебедочного блока – 64,0 часа;
- оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа;
- на сборку вышки – 305,5 часов;



– бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов;

– оснований насосного блока – 258,0 часов;

– буровой установки – 79,6 часов.

Суммарное время на строительно-монтажные работы составит:

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

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (6):

$$T_{б1} = T_{б1} \times h, \quad (6)$$

где:  $T_{б1}$  – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

$h$  – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров. При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [9].

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10].

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

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении приведена в таблице М.1 приложения М.

#### 4.2.2. Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (7):

$$V_m = \frac{H}{t_m} = \frac{4298}{310,94} = 13,82 \text{ м/ч}, \quad (7)$$

где:  $H$  – длина скважины, м;

$t_m$  – время механического бурения, час

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (8):

$$V_p = \frac{H}{t_m + t_{сно}} = \frac{4298}{310,94 + 32,42} = 12,52 \text{ м/ч}, \quad (8)$$

где:  $t_{сно}$  – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле (9):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k} = \frac{4298 \cdot 720}{685,33} = 4515,43 \text{ м/ст.мес.}, \quad (9)$$

где:  $T_k$  – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (10):

$$h_{cp} = \frac{H}{n} = \frac{4298}{5} = 859,6 \text{ м}, \quad (10)$$

где:  $n$  – количество долот, необходимых для бурения скважины.

#### 4.2.3. Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- 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.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 685,33 часов или 28,56 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,4 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на данном нефтегазоконденсатном месторождении приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы			
		1	2	3	4
1. Вышкомонтаж	45,00				
2. Бурение	28,56				
3. Испытание	10,40				

#### 4.3. Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

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

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных

единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [11], в части II – на строительные и монтажные работы [12], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [13].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [14] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении Н в таблицах Н.1 и Н.2.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2018 года 215,95 [15].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице П.1, приложение П.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки  $C_c^{1м}$  составит:

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см-П}}{H} = \frac{342\,987\,879 - 11\,896\,220}{4298} = 77033,9 \text{ руб/м}$$

#### **4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии**

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице Р.1, приложение Р.

Проанализировав таблицу можно сделать вывод, что при сооружении скважины наиболее экономически выгодным является использование матричного долота 222,7 FD 616 SM.

Учитывая, что экономия времени - 4,3 ч, экономия себестоимости метра проходки - 620 руб/м. Чем меньше временные затраты, тем выше эффективность сооружения скважины: обуславливается это высокой проходкой на долото, следовательно, уменьшением количества СПО в общем времени сооружения скважины.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4В	Фёдорову Александру Валерьевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

#### 1. Характеристика объекта исследования и области его применения

Объект исследования: проект на технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Pz) на нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область, Парабельский район)

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

#### 1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной скважины

#### 1. Производственная безопасность

1.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной скважины:  
 -неудовлетворительные метеоусловия рабочей зоны;  
 -повышенный уровень шума;  
 -повышенный уровень вибрации;  
 -недостаточное освещение рабочей зоны;  
 -повышенная загазованность.

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной скважины

1.2 Проанализировать возможные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:  
 -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;  
 -поражение электрическим током;  
 -возникновение пожаров;  
 -необходимые средства защиты от опасных факторов.

#### 2. Экологическая безопасность

2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;

#### 2. Экологическая безопасность:

2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:  
 - на атмосферу (выбросы, выхлопные

2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.	газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b> 3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин;  3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	<b>3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> 3.1. Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: – техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях); – природного характера – (лесные пожары); 3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b> 4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства;  4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<b>4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> 4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); 4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно- бытового обслуживания рабочих).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
------------------------------------------------------	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Фёдоров Александр Валерьевич		

## 5. Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства эксплуатационной наклонно- направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Pz) на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины, например такие как: профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, компоновки низа бурительной колонны и другие не менее важные параметры. Также необходимо тщательно прорабатывать экономическую сторону вопроса и выбирать те технологии, которые обеспечат требуемую рентабельность. Сооружение скважины является последовательным процессом и вид работ, осуществляемый на данный момент, определяется каждым конкретным этапом строительства. Работы в процессе проходки ствола скважины могут включать: непосредственно бурение, наращивание колонны бурительных труб, спуско-подъемные операции, регенерацию свойств промывочной жидкости. При цементировании обсадных колонн: спуск обсадных труб, подготовка и обвязка цементовочной техники, затворение тампонажного раствора, закачка и продавка цемента и другие. Заканчивание и освоение скважины включают такие работы как: свабирование скважины, установку фонтанной арматуры и другие.

Разрабатываемые в данной работе решения могут быть использованы сервисными буровыми компаниями, чья сфера деятельности связана со строительством и заканчиванием скважин. Информация, представленная в разделе «Специальная часть» может быть использована научно-исследовательскими институтами, занимающимися разработкой винтовых забойных двигателей.



## 5.1 Производственная безопасность

### 5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов,

#### обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 28

Таблица 28 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [16]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<i>Производимые работы:</i> 1. Эксплуатация бурового оборудования; 1. Механическое бурение; 2. Спуско-подъемные операции; 3. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; 4. Приготовление и обработка технологических жидкостей; 5. Освоение скважины.	1. Неудовлетворительные условия микроклимата на открытом воздухе; 2. Повышенный уровень шума 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток; 3. Расположение рабочего места на значительной высоте; 4. Пожаровзрывоопасность.	ГОСТ 12.1.003–83 [17] ГОСТ 12.1.007–76 [18] ГОСТ 12.1.012-2004[19] ГОСТ 12.4.125-83 [20] ГОСТ 12.2.003-91 [21] СП 52.13330.2011 [22] СНиП 2.04.05-91 [23] МР 2.2.7.2129-06 [24] ГОСТ Р 12.4.213-99[25] ГОСТ 12.1.029-80[26] ГОСТ 12.1.005-88[27] РД 10-525-03 [28] ГОСТ 12.3.003-86 [29] РД 34.21.122-87 [30]

### 5.1.2 Вредные производственные факторы

#### Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится. Работаящие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого (головной убор, рукавицы, обувь) должны соответствовать климатическому региону [39]. Нормы приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Режимы труда и отдыха в холодное время года [24]

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

### **Превышенный уровень шума.**

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.). В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [17] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80-90 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия шума включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 и ГОСТ 12.1.029-80 соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок.

### **Превышенный уровень вибрации.**

Вибрация возникает в процессе работы бурового оборудования, то есть при нарушении балансировки вращающихся частей установок, а также неправильном осуществлении технологических операций. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют  $0,1 \text{ м/с}^2$  и  $2,0 \text{ мм/с}$  в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [19]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

### **Повышенная загазованность воздуха рабочей среды**

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [27] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 30.

Таблица 30 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [35].

<b>Наименование вещества</b>	<b>Величина ПДК<sub>рз</sub>, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>Наименование вещества</b>	<b>Величина ПДК<sub>рз</sub>, мг/м<sup>3</sup></b>
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие:	-	Пары нефти, бензина	10
– Углеводороды	100	Сероводород	3
– Диоксид серы	10	Оксиды серы	10
– Диоксид углерода	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [23]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [18].

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Для выполнения работ в ночное время суток буровые установки оснащаются искусственным электроосвещением от ламп накаливания или ртутно- кварцевых ламп (взрывозащитные светильники марки НОБ-200, 300 и т.п.), которые питаются от сети напряжением 220 В. Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [31] и приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Требования к освещению производственного объекта.

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Также на рабочих площадках буровой установки требуется вести контроль освещенность, а именно проводить своевременную замену перегоревших ламп.

### **Повреждения в результате контакта с живыми организмами**

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [32].

### **5.1.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.**

#### **Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.**

Источниками опасного фактора на рабочих площадках при строительстве скважины являются: механическое движение свечи бурильных труб во время спуско- подъемных операций, падения различных предметов с полати верхового, механическое движение автоматического ключа бурильщика (АКБ), подъем обсадных колонн с приемных мостков.

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

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [31], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [28].

### **Электрический ток**

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [33];
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже III.

### **Расположение рабочего места на значительной высоте**

Мероприятия по предупреждению падений с рабочих площадок проводятся согласно ПБНГП [31] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

## **Пожаровзрывоопасность**

В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии(расчет молниезащиты приведен в приложении С);
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [36].

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНПП [31];
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [37]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

## **5.2 Экологическая безопасность**

### **5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду**

Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице Т. 1 приложения Т.

### **5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности**

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [38].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 23.02.1994 №140 [39].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

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

восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушившей землю.

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [40].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

### **5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин**

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

<b>ЧС техногенного характера</b>	<b>ЧС природного характера</b>
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары



Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНПП [31]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасностью для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

### **5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.**

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [31]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [42].

## **5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [43].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [44].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

#### **5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [45].

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [46].

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

## **Заключение**

В данной выпускной квалификационной работе были разработаны оптимальные технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области Парабельского района с соблюдением исходного технического задания.

По ходу работы был проведен анализ геологических условий скважины, газоносность, нефтеносность, водоносность, приведен список интервалов с возможными осложнениями и способам по их минимизации.

Кроме того, в технологической части работы приведен расчет профиля скважины, обоснование конструкции эксплуатационного забоя, выбран способ бурения, спроектирована компоновка низа бурильной колонны для каждого интервала с учетом рассчитанного профиля, а также проведен полный расчет по заканчиванию скважины (количество обсадных колонн, расчет на наружное и внутреннее избыточное давление, гидравлический расчет цементирование скважины и т.п.).

Результаты исследований в специальной части работы показывают, что данные экспериментов актуальны и требуют дальнейших планов на работу в данном направлении.

В разделе «Социальная ответственность» разобраны вопросы производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях

В разделе «Финансовый менеджмент» была рассмотрена организационная структура ПАО «НК «Роснефть», приведен полный алгоритм расчета сметной стоимости. Так же определена стоимость всех работ по строительству скважины.

Все рассмотренные вопросы обеспечивают наиболее быстрое, качественное и безопасное строительство скважины.

### Список используемых источников:

1. Булатов, Анатолий Иванович. Бурение горизонтальных скважин : справочное пособие / А. И. Булатов, Е. Ю. Проселков, Ю. М. Проселков. — Краснодар: Советская Кубань, 2008. — 424 с.: ил.. — Библиогр.: с. 413-415.
2. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для слушателей программы профессиональной переподготовки «Бурение нефтяных и газовых скважин»/ А.В. Епихин, А.В. Ковалев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 46 с.
3. А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
4. Газпромнефть [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2012-july-august/1103850/> (дата обращения 12.06.18)
5. Карапетов Р. В. Совершенствование конструкций винтовых забойных двигателей – одно из направлений повышения эффективности строительства и ремонта скважин / Р. В. Карапетов, С. Б. Бекетов –СевКавГТУ, 2007. – 77 с.
6. Балденко Д.Ф. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2007. – 470 с.
7. Роснефть [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.rosneft.ru/about/Glance/>, свободный. – (дата обращения: 02.06.2018)
8. 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](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm), свободный. – (дата обращения: 02.06.2018)
9. 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-skvazhinahproburenyh-na-neft-i-gaz.html](http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinahproburenyh-na-neft-i-gaz.html) (дата обращения: 03.06.2018).

10. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 03.06.2018).

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

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

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

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

15. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 12 января 2018 г. № КЦ/2018-01ти “Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на январь 2018 года”.

16. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

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

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

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

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

21. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
22. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
23. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
24. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
25. ГОСТ Р 12.4.213-99 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества.
26. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.
27. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
28. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
29. ГОСТ 12.3.003-86 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные.
30. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты оснований и сооружений.
31. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
32. Р 3.5.2.2487-09 «Руководство по медицинской дезинсекции»;
33. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ);
34. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
35. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

36. ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме»
37. ГОСТ 12.1.044-84 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»
38. РД 51-1-96 «Требования к сооружению амбаров»
39. ПП РФ от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы»
40. ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин»
41. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».
42. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности»
43. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018); Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
44. ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин"
45. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)
46. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»
47. Анашкина А. Е. Системы верхних приводов буровых установок / А. Е. Анашкина, И. А. Осипенко. – Тюмень: ТГНУ, 2012. – 24 с.



## Приложение А.

### Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Проектный стратиграфический разрез

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
От	До	Мощность	Название	Индекс	
1	2	3	4	5	6
0	20	20	Четвертичная система	Q	1,3
20	180	160	Некрасовская свита	Pg <sub>3</sub> nk	1,3
180	350	170	Чеганская свита	Pg <sub>3-2</sub> cg	1,3
350	370	20	Люлинворская свита	Pg <sub>2</sub> ll	1,3
370	410	40	Талицкая свита	Pg <sub>1</sub> tl	1,3
410	480	70	Ганькинская свита	K <sub>2</sub> gn	1,3
480	530	50	Славгородская свита	K <sub>2</sub> sl	1,3
530	700	170	Платовская свита	K <sub>2</sub> ip	1,3
700	720	20	Кузнецовская свита	K <sub>2</sub> kz	1,3
720	1595	875	Покурская свита	K <sub>1-2</sub> pk	1,3
1595	1605	10	Алымская свита	K <sub>1</sub> al	1,3
1605	2335	730	Киялинская свита	K <sub>1</sub> kls	1,4
2335	2410	75	Тарская свита	K <sub>1</sub> tr	1,6
2410	2670	260	Куломзинская свита	K <sub>1</sub> klm	1,2
2670	2695	25	Баженовская + Георгиевская свита	J <sub>3</sub> bg	1,2
2695	2780	85	Васюганская свита	J <sub>3</sub> vs	1,2
2780	3095	315	Тюменская свита	J <sub>1-2</sub> tm	1,2
3095	3120	25	Салатская свита	J <sub>1</sub> slt	1,2
3120	3140	20	Тогурская свита	J <sub>1</sub> tg	1,2
3140	3235	95	Урманская свита	J <sub>1</sub> urm	1,2
3235	3250	15	Pz (к.в.) М	Pz (к.в.)	1,2
3250	3330	80	(PZ) M1	Pz	1,2

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфическог о подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	20	глины	40
			суглинки	40
			супеси	10
			пески	10
Pg <sub>3</sub> nk	20	180	пески	70
			глины	30
Pg <sub>3-2</sub> cg	180	350	глины	
			алевролиты	
			пески	

Продолжение таблицы А.2

Pg <sub>2</sub> ll	350	370	глины	100
Pg <sub>1</sub> tl	370	410	глины песчаники	80 20
K <sub>2</sub> gn	410	480	глины	100
K <sub>2</sub> sl	480	530	глины	100
K <sub>2</sub> ip	530	700	глины песчаники	80 20
K <sub>2</sub> kz	700	720	глины	100
K <sub>1-2</sub> pk	720	1595	пески глины песчаники алевролиты	50 20 20 10
K <sub>1</sub> al	1595	1605	глины песчаники	50 50
K <sub>1</sub> kls	1605	2335	глины песчаники	80 20
K <sub>1</sub> tr	2335	2410	песчаники	100
K <sub>1</sub> klm	2410	2670	песчаники аргиллиты алевролиты алевролиты	50 30 10 10
J <sub>3</sub> bg	2670	2695	аргиллиты	100
J <sub>3</sub> vs	2695	2780	песчаники	100
J <sub>1-2</sub> tm	2780	3095	песчаники аргиллиты алевролиты угли	40 30 25 5
J <sub>1</sub> slt	3095	3120	алевролиты аргиллиты песчаники угли	10 75 10 5
J <sub>1</sub> tg	3120	3140	аргиллиты угли	95 5
J <sub>1</sub> urm	3140	3235	известняки аргиллиты алевролиты туфы, брекчии	50 10 10 30
Pz (к.в.)	3235	3250	аргиллиты известняки	60 40
Pz	3250	3330	известняки	100

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Расслоенность, %	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	глины	2,1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
			суглинки	2,0	-	0	30	0	10	2	4	мягкая
			супеси	1,9	-	500	-	0	0	1	10	мягкая
			пески	2,0	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
Pg <sub>3</sub> nk	20	180	пески	2,4	-	600	-	0	0	1	10	мягкая
			глины	2,4	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
Pg <sub>3-2</sub> cg	180	350	глины	2,5	-	600	-	0	10	2	10	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
			пески	2,4	-	0	95	0	0	1	4	мягкая
Pg <sub>2</sub> ll	350	370	глины	2,1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
Pg <sub>1</sub> tl	370	410	глины	2,4	-	1	90	0	10	2	4	мягкая
			песчаники	2,6	35	600	8	0	0	1	10	мягкая
K <sub>2</sub> gn	410	480	глины	2,4	-	0	95	5	10	3	4	мягкая
K <sub>2</sub> sl	480	530	глины	2,4	-	0	95	0	10	3	4	мягкая
K <sub>2</sub> ip	530	700	глины	2,4	-	0	90	0	15	3	4	мягкая
			песчаники	2,6	32	450	8	3	25	2	10	мягкая
K <sub>2</sub> kz	700	720	глины	2,4	-	0	90	2	15	3	4	мягкая

Продолжение таблицы А.3

K <sub>1-2</sub> pk	720	1595	пески	2,4	-	0	95	2	25	3	4	мягкая
			глины	2,6	31,5	1000	5	3	30	2	10	средняя
			песчаники	2,6	13,5	10	18	5	35	3	6	средняя
			алевролиты	2,5	38	1450-1500	7	3	20	1	10	средняя
K <sub>1</sub> al	1595	1605	глины	2,2	22	20-50	5	5	30	2	10	средняя
			песчаники	2,4	16	0	95	2	25	3	4	мягкая
K <sub>1</sub> kls	1605	2335	глины	2,2	20	10	15	5	35	3	10	средняя
			песчаники	2,4	20	0	95	10	30	3	4	средняя
K <sub>1</sub> tr	2335	2410	песчаники	2,3	19	20-50	20	5	40	3	10	средняя
K <sub>1</sub> klm	2410	2670	песчаники	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
			аргиллиты	2,3	15	10-250	20	5	45	3	10	средняя
			алевриты	2,3	10	0	25	5	-	3	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	25	5	35	3	6	средняя
J <sub>3</sub> bg	2670	2695	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	70	3	4	средняя
J <sub>3</sub> vs	2695	2780	песчаники	2,3	10	20-50	35	10	85	3	5	средняя
J <sub>1-2</sub> tm	2780	3095	песчаники	2,4	15	10-250	20	5	120	3	10	твердые
			аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
J <sub>1</sub> slt	3095	3120	алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
J <sub>1</sub> tg	3120	3140	аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
J <sub>1</sub> urm	3140	3235	известняки	2,65	0,1-16	2	20	80	170	4	4	твердые
			туфы, брекчии	2,65	12,7	0	25	20	200	4	7	твердые
			аргиллиты	2,4	5	0	90	10	150	4	4	твердые
			алевролиты	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые
Pz (к.в.)	3235	3250	аргиллиты	2,5	10	5	25	5	150	4	6	твердые
			известняки	2,6	-	5	90	5	130	3	4	твердые
Pz	3250	3330	известняки	2,75	24,2	64,1	35	80	170	4	4	твердые

А.4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений, кгм*см <sup>2</sup> /м								Температура в конце интервала °С
	от	до	Пластового		Порового		Гидроразрыва		Горного		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20	-	0,100	-	0,100	-	0,200	-	0,22	3
Pg <sub>3</sub> nk	20	180	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,190	0,22	0,22	10
Pg <sub>2-3</sub> cg	180	350	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	11
Pg <sub>2</sub> ll	350	370	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	12
Pg <sub>1</sub> tl	370	410	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	13
K <sub>2</sub> gn	410	480	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	15
K <sub>2</sub> sl	480	530	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	16
K <sub>2</sub> ip	530	700	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	21
K <sub>2</sub> kz	700	720	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	22
K <sub>1-2</sub> pk	720	1595	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,23	49
K <sub>1</sub> al	1595	1605	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,23	0,23	50
K <sub>1</sub> kls	1605	2335	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	72
K <sub>1</sub> tr	2335	2410	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	75
K <sub>1</sub> klm	2410	2670	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	84
J <sub>3</sub> bg	2670	2695	0,101	0,101	0,101	0,101	0,160	0,160	0,24	0,24	89
J <sub>3</sub> vs	2695	2780	0,101	0,101	0,101	0,101	0,160	0,160	0,24	0,24	86
J <sub>1-2</sub> tm	2780	3095	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	96
J <sub>1</sub> slt	3095	3120	0,100	0,101	0,100	0,101	0,160	0,160	0,24	0,24	97
J <sub>1</sub> tg	3120	3140	0,101	0,101	0,101	0,101	0,160	0,160	0,24	0,24	98
J <sub>1</sub> urm	3140	3235	0,105	0,105	0,105	0,105	0,160	0,160	0,24	0,24	100
Pz (к.в.)	3235	3250	0,105	0,105	0,105	0,105	0,160	0,160	0,25	0,25	101
Pz	3250	3330	0,105	0,105	0,105	0,105	0,160	0,160	0,25	0,25	103

## Приложение Б.

### Характеристика газонефтеводности месторождения

Таблица Б.1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup> (в пласт. усл.)	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
	от	до				
1	2	3	4	5	6	7
Нефтеносность						
J <sub>3</sub> vs (Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> )	2695	2710	Поровый	0,681	5-10	100
J <sub>3</sub> vs (Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> )	2715	2745	Поровый	0,681	5-10	100
J <sub>1</sub> urm (Ю <sub>16</sub> )	3140	3165	Поровый	0,683	5-10	126,5
J <sub>1-2</sub> urm (Ю <sub>17</sub> )	3185	3215	Поровый	0,683	5-10	126,5
к.в. (M)+Pz (M+M <sub>1</sub> )	3235	3280	Порово- трещинновато- каверновый	0,733	100	116,82
Газоносность						
к.в. (M)*	3235	3250	Порово- трещинновато- каверновый	0,802	96-503	-
Водоносность						
Q	0	20	Поровый	1,00	20-160	-
Pg <sub>3</sub> nk	20	180	Поровый	1,00	до 300	-
K <sub>1-2</sub> pk	720	1595	Поровый	1,01	100	-
K <sub>1</sub> kls - K <sub>1</sub> klm	1605	2670	Поровый	1,014	20	-
J <sub>3</sub> vs	2710	2715	Поровый	1,02	1-20	-
J <sub>1-2</sub> tm	2780	3095	Поровый	1,02	1-10	-
PZ	3280	3330	Поровый	1,02-1,1	0,1-36,7	-

## Приложение В.

### Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощения по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – Pg <sub>3</sub> nk	0	180	Поглощения бурового раствора	Интенсивность поглощения 1 м <sup>3</sup> /час. Увеличение плотности бурового раствора против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K <sub>1-2</sub> pk	675	1560		
J <sub>3</sub> vs - J <sub>1</sub> slt	2622	3120		
PZ	3235	3330		
Q – Pg <sub>1</sub> tl	0	410	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодействие столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам
K <sub>1-2</sub> pk	720	1595		
K <sub>1</sub> kls + tr	1605	2410		
Pz	3235	3330		
Q – Pg <sub>2-3</sub> cg	0	350	Прихватопасные зоны	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы; причина возникновения: от обвала неустойчивых пород
Pg <sub>2</sub> ll - K <sub>2</sub> sl	350	530		
K <sub>1-2</sub> pk	720	1595		
K <sub>1</sub> al	1595	1605		
Pz	3235	3330		
Q – Pg <sub>3</sub> nk	0	310	Водопроявления	Несоблюдение параметров БР, снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента; тип проявления: перелив воды
K <sub>1-2</sub> pk	720	1595		
K <sub>1</sub> kls - K <sub>1</sub> klm	1605	2670		
J <sub>3</sub> vs	2695	2745	Нефтепроявления	
J <sub>1</sub> urm	3140	3215		
к.в. (M)+Pz (M+M <sub>1</sub> )	3250	3330	Газопроявления	
	3235	3250		

## Приложение Г.

### Данные по проектированию конструкции скважины

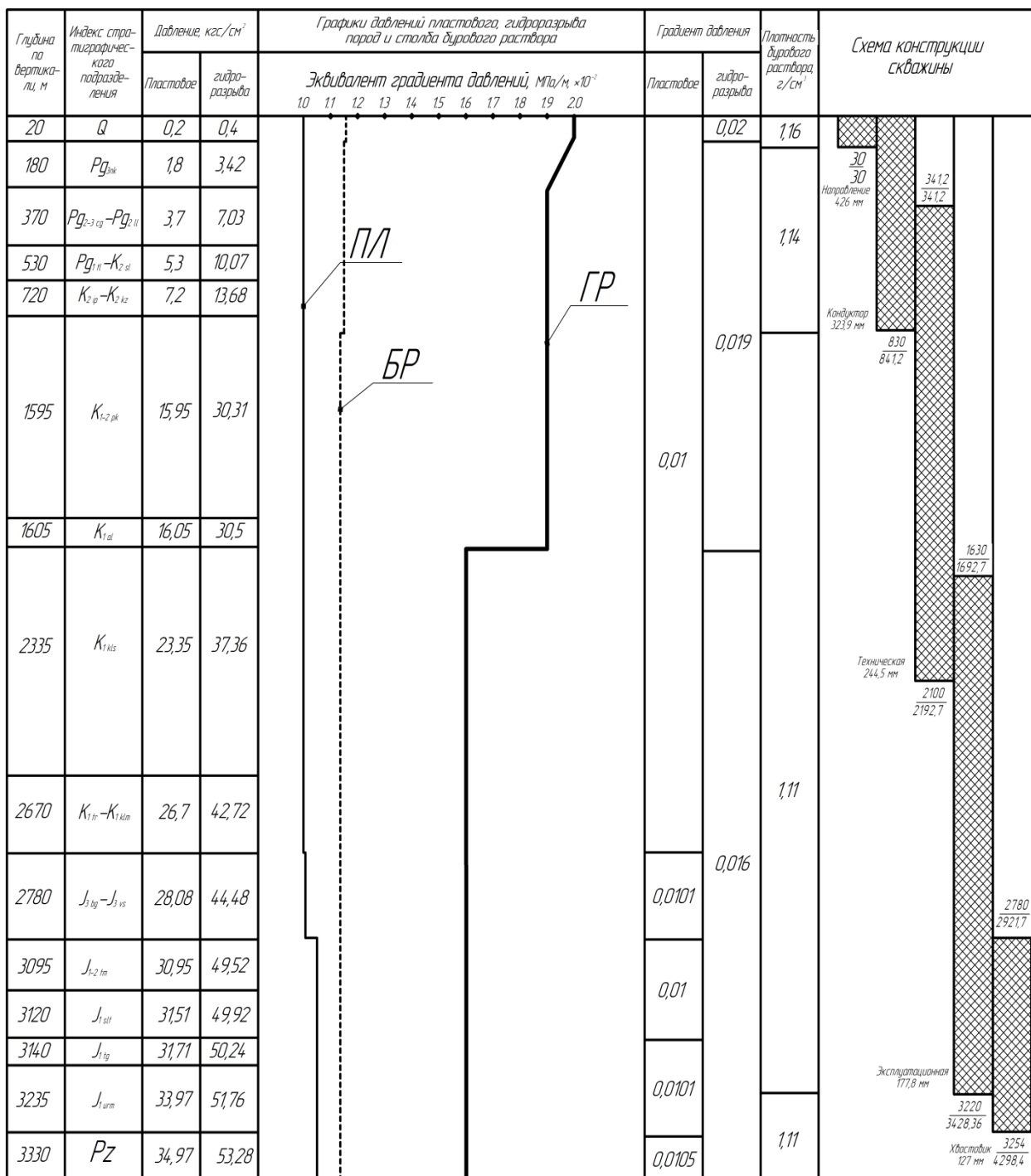


Рисунок Г.1 – График совмещенных давлений



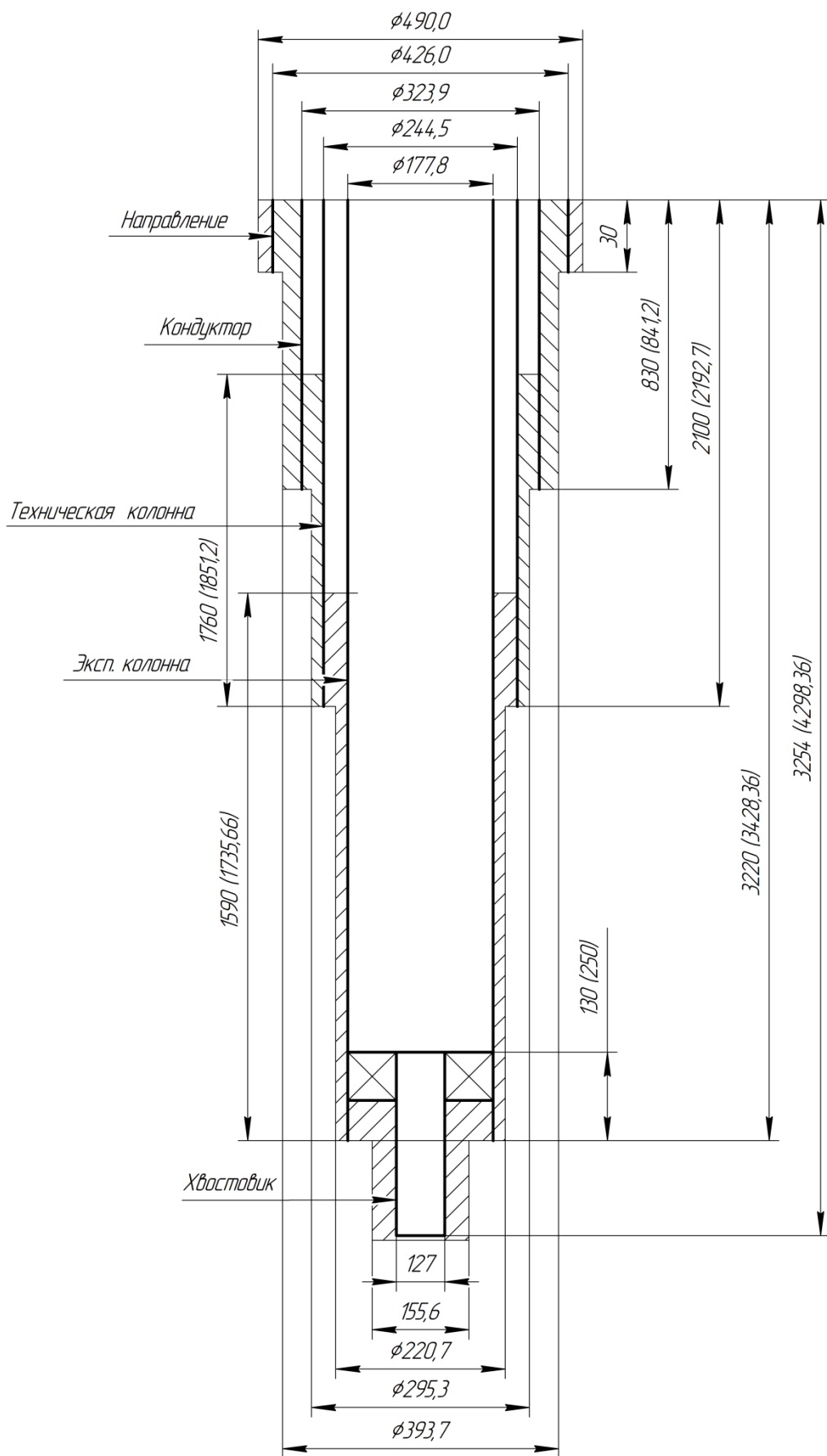


Рисунок Г.2 – Конструкция скважины

Таблица Г.1 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчётная по вертикали	Запроектированная по вертикали	Расчётная по стволу	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	30	30	30	30	0-30	0-30	426,0	490,0
Кондуктор	830	830	841,2	841,2	0-830	0-841,2	323,9	393,7
Техническая колонна	2100	2100	2192,7	2192,7	340-2100	340-2192,7	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3220	3220	3428,36	3428,36	1630-3220	1692,54-3428,36	177,8	220,7
Хвостовик	3254	3254	4298,36	4298,36	3020-3254	3171,7-4298,36	127,0	155,6

## Приложение Д

### Выбор долот по интервалам

Таблица Д.1 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-30	30-830	830-2100	2100-3220	3220-3254
Шифр долота		490,0 GRD111	БИТ 393,7 В 419 TCP	БИТ 295,3 ВТ 619 TCB	БИТ 220,7 ВТ 613 UCS	БИТ 98,4 ВТ 613 UCS
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490,0	393,7	295,3	220,7	98,4
Тип горных пород		М	МС	С	Т	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	H3-177	M3-177	H3-152	H3-117	H3-66
	API	7 5/8 REG	6 5/8 REG	6 5/8 REG	4 1/2 REG	3 1/2 REG
Длина, м		0,4	0,455	0,4	0,3	0,18
Масса, кг		300	176	90	47	10
G, тс	Рекомендуемая	9-30	8	8	8	6
	Предельная	30	12	12	12	8
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	80-400	60-120	60-400	60-400
	Предельная	600	400	120	400	400
Калибратор		-	8K-393,7 MC	8KC 295,3 CT	-	-

## Приложение Е.

### Режимы бурения скважины по интервалам

Таблица Е.1 – Осевая нагрузка по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-830	830-2100	2100-3220	3220-3254
<b>Исходные данные</b>					
$\alpha$	1	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кгс/см}^2$	944,44	1283,33	2292,86	9487,50	15133,33
$D_{д}, \text{см}$	49,0	39,37	29,53	22,07	15,56
$\eta$	1	1	1	1	1
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,12	0,15	0,2	0,3
$G_{пред}, \text{кН}$	333,73	117,68	117,68	117,68	78,45
<b>Результаты проектирования</b>					
$G_1, \text{кН}$	34,7	25,6	23,3	96,2	153,4
$G_2, \text{кН}$	49,0	47,2	44,3	44,14	46,7
$G_3, \text{кН}$	266,98	94,14	94,14	94,14	62,76
$G_{проект}, \text{кН}$	49,0	47,2	44,3	94,14	62,78

Таблица Е.2 – Частота вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-830	830-2100	2100-3220	3220-3254
Исходные данные						
$V_{л}, \text{ м/с}$		3	1	1	1	1
$D_{д}$	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	490,0	393,7	295,3	220,7	155,6
$\tau, \text{ мс}$		5	-	-	-	-
$z$		24	-	-	-	-
$\alpha$		0,8	-	-	-	-
Результаты проектирования						
$n_1, \text{ об/мин}$		117	49	65	87	123
$n_2, \text{ об/мин}$		325	-	-	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$		818	-	-	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		80	49	65	87	123

Таблица Е.3 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	ДРУ-240РС	ДРУ-210РС	ДРУ1-195РС	ДОТ3-106РС
Интервал, м	30-830	830-2100	2100-3220	3220-3254
Наружный диаметр, мм	240	210	195	106
Длина, м	7,04	7,58	7,99	6,99
Масса, кг	2050	1505	1366	346
Расход жидкости, л/с	30-75	30-57	19-38	6-12
Число оборотов, об/мин	30-170	50-190	85-200	70-230
Максимальный рабочий момент, кН*м	14,54	15,00	14,57	2,14
Мощность двигателя, кВт	46-260	105-322	171-333	18-56
Заходность ротор/статор, $Z_p/Z_{ст}$	7/8	7/8	6/7	6/7
Присоединительная резьба (долото/труба)	3-171 / 3-171	3-152 / 3-152	3-117 / 3-152	3-66 / 3-66

## Приложение Ж.

### Компоновка низа бурильной колонны

Таблица Ж.1 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	2	3	4	5	6	7
1	0	30	490,0 GRD111	300	0,4	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			П-149/177	84	0,53	
			УБТС-203x71 М	1784	8	
			П-122/149	45	0,52	
			УБТС-165x57 М	1182,4	8	
			П-133/122	37	0,48	
			ТБПК-127x9,19 М (1 свеча)	617,5	18,6	
			Σ	4049,9	36,53	

Продолжение таблицы Ж.1

2	30 (30)	830 (841,2)	БИТ 393,7 В 419 ТСП	176	0,455	Бурение интервала под кондуктор, набора угла, интервала стабилизации, проработка ствола перед спуском кондуктора
			П-171/177	99	0,52	
			8К-393,7 МС	473	1,3	
			ДРУ-240 РС (7/8)	2290	9,49	
			КОБ-203 РС	71	0,53	
			П-177/171	99	0,52	
			Клапан переливной КП-240 РС	90	0,46	
			Посадочный переводник ПТСК-171	150	0,91	
			НУБТ-254 с телеметрической системой COMPASS	3377,4	9,45	
			НУБТ-254	3377,4	9,45	
			П-149/185	86	0,54	
			УБТС-203x71 М	1784	8	
			П-122/149	45	0,52	
			УБТС-165x57 М	1182,4	8	
			П-133/122	37	0,48	
ТБПК-127x9,19 М (44 свечей)	27170	818,4				
	Σ	40507,2	869,025			

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7
3	830 (841,2)	2100 (2192,7)	БИТ 295,3 ВТ 619 ТСВ	90	0,4	Бурение интервала под техническую колонну
			8КС 295,3 СТ	280	0,9	
			ДРУ-210РС (7/8)	1505	7,68	
			КОБ-203 РС	65	0,5	
			Клапан переливной КП-240 РС	90	0,46	
			Посадочный переводник ПТСК-171	150	0,91	
			НУБТ-241 с телеметрической системой COMPASS	3015	9,45	
			НУБТ-241	3015	9,45	
			П-149/171	84	0,53	
			УБТС-203x71 М	3568	16	
			П-122/149	45	0,49	
			УБТС-165x57 М	1182,4	8	
			П-133/122	35,6	0,38	
			ТБПК-127x9,19 М (115 свечей)	71012,5	2157,6	
			Σ	84137,5	2212,75	



Продолжение таблицы Ж.1

4	2100 (2192,7)	3220 (3428,36)	БИТ 220,7 ВТ 613 УСВ	47	0,3	Бурение интервала под эксплуатационную колонну, набор угла, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
			М-117/117	74	0,54	
			ДРУ1-195РС (6/7)	1366	7,99	
			КОБ-178 РС	80	0,73	
			Клапан переливной КП-172 РС	78	0,49	
			Посадочный переводник ПТСК-133	80	0,92	
			НУБТ-172 с телеметрической системой COMPASS	820	9,4	
			НУБТ-172	820	9,4	
			ТБПК-127х9,19 М (8 свечей)	4940	148,8	
			П-117/133	41	0,5	
			УБТС-146х57 М (5 труб)	4056	40	
			ЯМ-146Б	270	2,4	
			УБТС-146х57 М (5 труб)	4056	40	
			П-133/117	41	0,5	
ТБПК-127х9,19 М (171 свечей)	105592,5	3180,6				
			Σ	122361,5	3442,57	

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7
5	3220 (3428,36)	3254 (4298,36)	БИТ 98,4 ВТ 613 УСВ	10	0,18	Окончание бурения, бурение горизонтального участка под хвостовик методом «бурение на обсадных трубах/хвостовике» (Извлекаемая компоновка)
			ДОТЗ-106РС (6/7)	385	7,165	
			КОБ-106РС	33	0,6	
			ПК-106РС	28	0,65	
			ПТСК-86	33	0,80	
			Гибкая НУБТ-105 с телеметрической системой COMPASS	482,9	9,45	
			Гибкая НУБТ-105	482,9	9,45	
			РР-106/156Н с пакером	23	1,23	
			БАТТРЕСС-127х6,4 (137 труб)	151467,2	1096	
			Подвеска WPHR для хвостовика 127мм резьба Vam TOP NT	46	1,828	
			Переводник Sub 5.000	12	0,3	
			ТБПН-88,9х9,35 М (5 свечей)	2228	100	
			ТБТ-88,9х50,8 (6 труб)	2219,4	60	
			4ГУМ-105М	275	4,2	
			ТБТ-88,9х50,8 (6 труб)	2219,4	60	
ТБПН-88,9х9,35 М (148 свечей)	65948,8	2960				
	Σ		225893,6	4311,853		

## Приложение И

### Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов

Таблица И.1 Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	30	30	490,0	426,0	1,3	7,35
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,48$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 5,01$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{сно}} = 0,15$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 22,70$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{\text{бр}} = 28,34$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 9,08$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
30	841	811	393,7	323,9	1,3	130,75
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 10,38$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 88,47$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{сно}} = 4,06$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 269,50$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 372,40$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 9,08$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{2'} = 363,32$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 107,8$
Техн. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
841	2193	1352	295,3	244,5	1,25	153,74
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 12,48$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 81,18$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{сно}} = 6,76$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 315,49$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 415,91$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 107,8$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{3'} = 308,1$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев3}} = 126,2$

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
2193	3428	1235	220,7	177,8	1,25	92,58
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 8,52$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 41,42$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{сно}} = 6,17$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 193,16$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 249,27$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев3}} = 126,2$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{4'} = 123,08$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев4}} = 0$
Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
3428	4298	870	155,6	127,0	1,3	41,73
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 4,06$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 13,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{сно}} = 4,35$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_5 = 91,47$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 113,8$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев4}} = 0$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{5'} = 113,8$

Таблица И.2 Результаты расчета потребности химических реагентов по интервалам.

Наименование материала	Назначение	Упаков ка ед. изм.	Потребное количество реагентов											
			Направление		Кондуктор		Технич. колонна		Экспл. колонна		Хвостовик		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода (NaOH)	Регулятор щелочности (рН)	25	15,436	1	459,81	19	498,13	20	197	8	137,72	6	1308,1	53
Глинопопрошок (ПБМБ)	Структурообразователь	1000	1470,9	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1470,9	2
Reasil	Ингибитор глин	200	0	0	306,54	2	0	0	0	0	0	0	306,54	2
Poly-pac R (ПАЦ)	Понизитель фильтрации	25	0	0	191,59	8	421,49	17	166,69	7	300,48	13	1080,3	44
Sapp	Противосальниковый агент	25	0	0	191,59	8	0	0	0	0	0	0	191,59	8
Мраморная крошка (CaCO <sub>3</sub> )	Утяжелитель	1000	0	0	0	0	19121	20	7561,8	8	5634	6	32316	33
Poly-plus DRY	Инкапсулятор глин	25	0	0	0	0	344,86	14	136,39	6	0	0	481,24	20
Realub L	Смазочная добавка	1000	0	0	0	0	4023,4	5	1591,2	2	425,68	1	6040,2	7
Reastab	Регулятор водоотдачи	23	0	0	0	0	1839,2	80	727,39	32	0	0	2566,6	112
Duo-Vis NS	Биополимер - контроль реологии	25	0	0	0	0	114,95		45,462	2	0	0	160,41	7
SORBER MILD	Регулятор жесткости	200	0	0	0	0	459,81	3	181,85	1	125,2	1	766,86	4
КМК	Структурообразователь, контроль реологии	25	0	0	0	0	0	0	0	0	37,56	2	37,56	2

## Приложение К

### Результаты исследований

Таблица К. 1 – Результаты проведения исследований

Время разрушения, инструмент - острый профиль, масса груза - 8 кг, частота вращения шпинделя - 180 об/мин. Время в секундах, температура – 80 °С																
Тип рассола / Время выдержки	5 дней				10 дней				15 дней				20 дней			
	t износа		h износа		t износа		h износа		t износа		h износа		t износа		h износа	
	Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.	
NaCl	110	73	6,40	6,46	60	80	0,4	2,84	90	90	0,35	2,31	60	62	1,03	2,41
	48		6,46		90		2,38		90		5,77		65		1,63	
	60		6,52		90		5,73		90		0,80		62		4,57	
CaCl <sub>2</sub>	60	60	9,30	9,37	60	77	0,72	1,08	90	90	6,40	4,33	60	143	0,90	2,11
	60		10,66		80		1,8		90		5,31		300		0,89	
	60		8,15		90		0,72		90		1,27		70		4,53	
KCl	60	60	8,08	8,04	60	77	1,04	2,17	90	90	1,44	3,96	60	143	4,77	2,47
	60		9,50		80		0,71		90		6,79		300		1,86	
	60		6,55		90		4,76		90		3,66		70		0,79	
MgCl <sub>2</sub>	60	60	6,21	6,39	60	80	0,38	1,69	90	90	1,50	1,12	207	147	2,08	1,08
	60		7,72		90		1,38		90		0,83		132		0,62	
	60		5,24		90		3,31		90		1,03		103		0,54	
BaCl <sub>2</sub>	60	60	7,60	8,53	90	90	4,65	3,41	90	90	0,42	3,26	141	113	1,18	1,19
	60		8,40		90		3,91		90		2,33		109		1,86	
	60		9,59		90		1,67		90		7,05		88		0,53	

Таблица К. 2 – Изменение массы образцов после их обработки в рассолах солей

Тип рассола / Время выдержки	5 дней				10 дней				15 дней				20 дней			
	m (до обработки)		m (после обработки)		m (до обработки)		m (после обработки)		m (до обработки)		m (после обработки)		m (до обработки)		m (после обработки)	
	Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.		Результаты / Ср. знач.	
NaCl	19,81	19,55	19,95	19,70	19,43	19,46	19,66	19,68	20,29	20,39	20,47	20,59	21,57	20,33	21,74	20,47
	19,59		19,75		19,30		19,54		20,70		20,93		19,89		20,03	
	19,26		19,40		19,65		19,85		20,17		20,36		19,52		19,64	
CaCl <sub>2</sub>	18,88	19,83	18,99	19,89	20,85	20,24	21,01	20,43	20,37	20,67	20,58	20,89	20,20	19,83	20,35	19,99
	20,42		20,43		20,58		20,78		21,28		21,50		19,77		19,90	
	20,20		20,23		19,29		19,49		20,35		20,60		19,51		19,73	
KCl	19,55	19,92	19,82	20,21	20,82	21,00	21,09	21,31	19,58	20,13	19,80	20,34	20,31	20,45	20,45	20,61
	20,19		20,45		21,05		21,40		20,41		20,65		20,58		20,70	
	20,02		20,36		21,13		21,45		20,39		20,56		20,47		20,67	
MgCl <sub>2</sub>	20,30	19,82	20,59	20,06	19,66	19,92	19,90	20,15	20,39	20,27	20,57	20,46	20,22	21,01	20,42	21,22
	19,77		19,97		19,99		20,21		20,46		20,65		21,78		22,02	
	19,39		19,62		20,11		20,34		19,96		20,17		21,01		21,22	
BaCl <sub>2</sub>	20,34	20,40	20,59	20,67	20,59	20,51	20,87	20,82	19,59	19,68	19,92	20,04	19,87	19,98	20,18	20,30
	20,68		20,96		20,78		21,07		19,83		20,22		19,55		19,88	
	20,17		20,45		20,17		20,53		19,64		19,98		20,54		20,84	

## Приложение Л Организационная структура ПАО «НК «Роснефть»

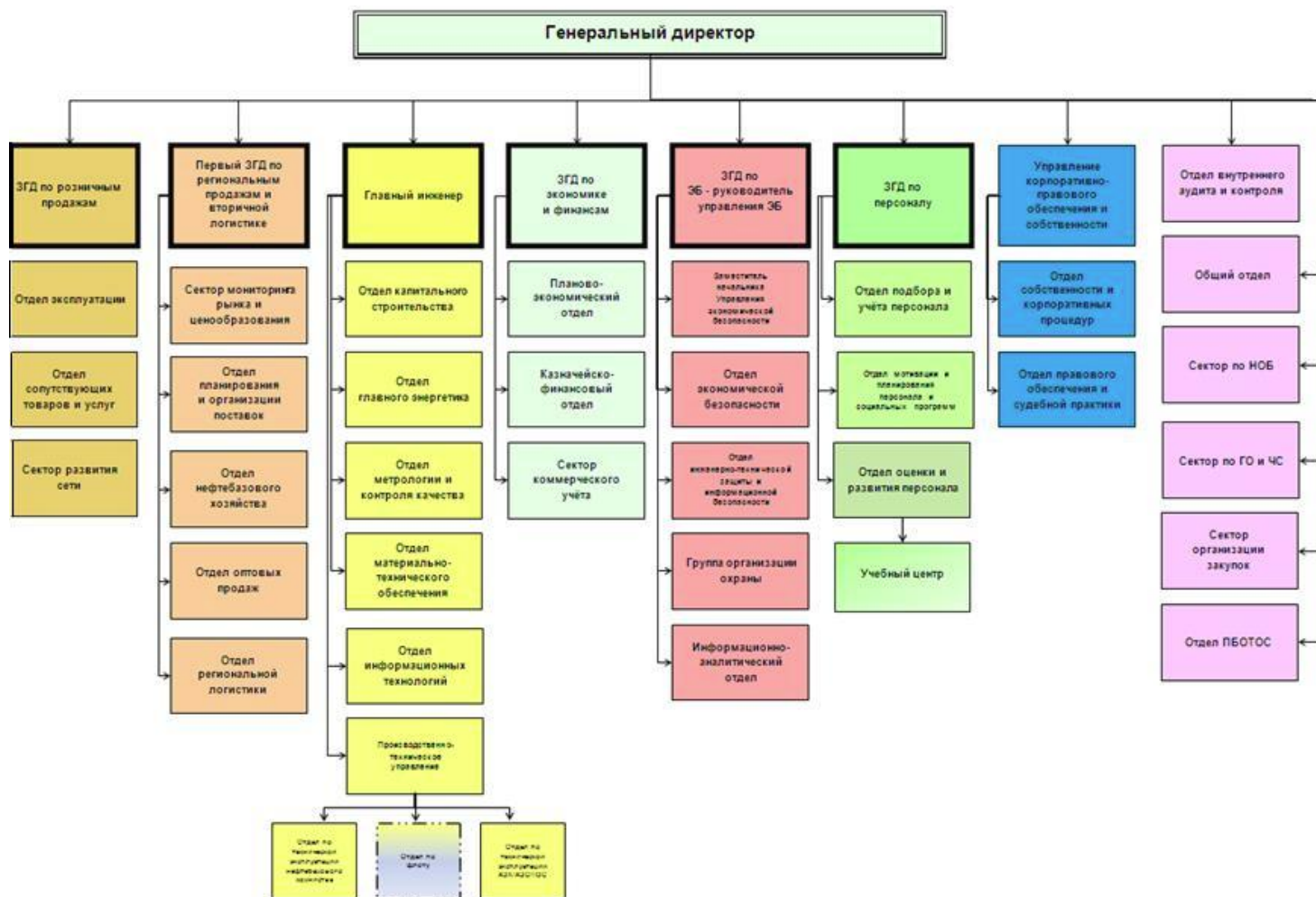


Рисунок Л. 1 – Организационная структура ПАО «НК «Роснефть»



## Приложение М

### Нормативная карта

Таблица М.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, сут	СПО и прочие работы (исп. СВП), сут	Всего, сут			
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч								
Вышкомонтажные работы										45,00			
Подготовительные работы к бурению										4,00			
Бурение под направление (490,0 мм)	490,0 GRD111	0	30	500	0,03	30	1	0,0375	0,00292	0,04			
Промывка (ЕНВ)												0,001	
Нарращивание (ЕНВ)												0,003	
Смена долот (ЕНВ)												0,010	
ПЗР к СПО (ЕНВ)												0,018	
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)												0,063	
Крепление (ЕНВ)												0,918	
Ремонтные работы (ЕНВ)												0,06	
Смена вахт (ЕНВ)												0,013	
<b>Итого:</b>										<b>1</b>	<b>0,0375</b>	<b>0,00292</b>	<b>1,125</b>
Бурение под кондуктор (393,7 мм)				БИТ 393,7 В 419 ТСП	30	841	5000	0,032	811	1	1,0812	0,1079	1,189
Промывка (ЕНВ)												0,013	
Нарращивание (ЕНВ)												0,063	
Смена долот (ЕНВ)												0,010	
ПЗР к СПО (ЕНВ)												0,018	
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)												0,061	
Крепление (ЕНВ)												2,083	
ПГИ (ЕНВ)												0,233	
Ремонтные работы (ЕНВ)												0,205	
Смена вахт (ЕНВ)												0,038	
<b>Итого:</b>										<b>1</b>	<b>1,0812</b>	<b>0,1079</b>	<b>3,914</b>

Продолжение таблицы М.1

Бурение под техническую колонну (295,3 мм)	БИТ 295,3 ВТ 619 ТСВ	841	2193	5000	0,07	1352	1	3,943	0,212	4,155		
Промывка (ЕНВ)											0,087	
Нарращивание (ЕНВ)											0,079	
Смена долот (ЕНВ)											0,014	
ПЗР к СПО (ЕНВ)											0,022	
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)											0,034	
Крепление (ЕНВ)											2,669	
ПГИ (ЕНВ)											0,516	
Ремонтные работы (ЕНВ)											0,203	
Смена вахт (ЕНВ)											0,055	
<b>Итого:</b>									<b>1</b>	<b>3,943</b>	<b>0,212</b>	<b>7,835</b>
Бурение под эк. колонну (220,7 мм)				БИТ 220,7 ВТ 613 УСВ	2193	3428	5000	0,09	1235	1	4,631	0,443
Промывка (ЕНВ)											0,159	
Нарращивание (ЕНВ)											0,119	
Смена долот (ЕНВ)											0,008	
ПЗР к СПО (ЕНВ)											0,014	
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)											0,149	
Крепление (ЕНВ)											2,988	
ПГИ (ЕНВ)											0,338	
Ремонтные работы (ЕНВ)											0,234	
Смена вахт (ЕНВ)											0,040	
<b>Итого:</b>									<b>1</b>	<b>4,631</b>	<b>0,443</b>	<b>9,123</b>

Продолжение таблицы М.1

Бурение под хвостовик (127мм)	БИТ 98,4 ВТ 613 УСВ	3428	4298	5000	0,09	870	1	3,2625	0,585	3,848			
Промывка (ЕНВ)												0,180	
Нарращивание (ЕНВ)													0,041
Смена долот (ЕНВ)													0,008
ПЗР к СПО (ЕНВ)													0,014
Установка, вывод, разборка и сборка УБТ (ЕНВ)													0,149
Крепление (ЕНВ)													1,479
ПГИ (ЕНВ)													0,524
Ремонтные работы (ЕНВ)													0,260
Смена вахт (ЕНВ)													0,040
<b>Итого:</b>										<b>1</b>	<b>3,2625</b>	<b>0,585</b>	<b>6,543</b>
Испытание скважины на продуктивность										10,350			

## Приложение Н

### Сметный расчет на бурение и крепление скважины

Таблица Н.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление 426,0 мм		Кондуктор 323,9 мм		Техническая колонна 244,5 мм		ЭК 177,8 мм		Хвостовик. 127мм	
			кол-во	сумма	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	14	15
<b>Затраты зависящие от времени</b>														
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,00	516,60	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	175,64	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	0,00	0,04	5,53	1,19	164,31	4,16	574,18	5,08	701,31	3,85	531,76
Социальные отчисления, 30%			-	0,00	-	1,88	-	55,86	-	195,22	-	238,45	-	159,53
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4,00	46,40	0,04	0,46	1,19	13,79	4,16	48,20	5,08	58,87	3,85	44,64
Социальные отчисления, 30%			-	15,78	-	0,16	-	4,69	-	16,39	-	20,02	-	13,39
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,04	0,58	1,19	17,12	4,16	598,83	5,08	73,08	3,85	55,41
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	0,20	-	5,82	-	20,34	-	24,85	-	16,62
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,00	1011,44	0,04	10,11	1,19	300,56	4,16	1050,63	5,08	1283,26	3,85	973,01
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433,00	4,00	5732,00	0,04	57,32	1,19	1703,84	4,16	5954,12	5,08	7272,48	3,85	5514,18
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4,00	615,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	-	-	-	-	1,19	267,05	4,16	933,21	5,08	1139,85	3,85	864,26
Прокат ВЗД	сут	19,46	4,00	77,84	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,19	110,17	4,16	385,00	5,08	470,25	3,85	356,56
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	5,08	1222,82	3,85	927,18
Эксплуатация ДВС	сут.	8,90	4,00	35,60	0,04	2,40	1,19	10,58	4,16	36,98	5,08	45,17	3,85	34,25
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,19	8,97	4,16	31,33	5,08	38,27	3,85	29,01

Продолжение таблицы Н.1

Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,04	5,98	1,19	177,73	4,16	621,09	5,08	758,61	3,85	575,20
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4,00	182,16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	0,00	0,04	4,32	1,19	128,33	4,16	448,45	5,08	547,74	3,85	415,31
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,00	135,68	0,04	1,36	1,19	40,33	4,16	140,94	5,08	172,14	3,85	130,52
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4,00	401,60	0,04	4,02	1,19	119,38	4,16	417,16	5,08	509,53	3,85	386,34
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4,00	22,12	0,04	0,22	1,19	6,58	4,16	22,98	5,08	28,06	3,85	21,28
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,00	677,16	0,04	6,77	1,19	201,29	4,16	703,40	5,08	859,15	3,85	651,43
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,40	-	-	17,00	1281,80	22,00	1658,80	-	-	-	-	-	-
Сода каустическая	т	875,20	-	-	0,01	8,75	0,12	105,02	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки	т	183,30	-	-	0,02	3,67	0,22	40,78	-	-	-	-	-	-
KCl	т	215,60	-	-	0,02	5,12	0,26	56,44	-	-	-	-	-	-
Поурас R, Поурас ELV	т	983,00	-	-	0,50	491,50	0,50	491,50	-	-	-	-	-	-
Полиаминированная жирная кислота EZ-MUL	т	1054,10	-	-	-	-	-	-	5,00	5270,50	5,00	5270,50	5,00	5270,50
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,60	-	-	10,00	1986,00	10,00	1986,00	10,00	1986,00	15,00	2979,00	15,0	2979,00
BARABЛОК	т	1491,20	-	-	-	-	-	-	4,50	6710,40	0,50	745,60	0,50	745,60
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4,00	1,40	3,20	1,12	6,00	2,10	12,00	4,20	12	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,20	186,82	10,60	176,81	18,00	300,24	10,6	176,81
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,53	552,80	32,84	659,48	25,50	512,04	20,50	411,64	43,10	865,45
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				9647,34		4432,64		8522,44		26317,30		25175,1		21741,43
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>														
490,0 GRD111	шт.	2686,40	-	-	1,00	2686,40	-	-	-	-	-	-	-	-
БИТ 393,7 В 419 ТСР	шт	4852,70	-	-	-	-	1,00	4852,70	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 619 ТСВ	шт	5234,40	-	-	-	-	-	-	1,00	5234,40	-	-	-	-
БИТ 220,7 ВТ 613 УСВ	шт	8845,60	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	8845,60	-	-
БИТ 98,4 ВТ 613 УСВ	шт	6971,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	6971,20
Калибратор 393,7	шт.	495,40	-	-	-	-	1,00	495,40	-	-	-	-	-	-
Калибратор 295,3	шт.	458,90	-	-	-	-	-	-	1,00	458,90	-	-	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	0,00	0,00	18,40	90,34	24,80	121,77	48,60	238,63	60,90	299,02	98,3	482,65
Транспортировка долот	т	6,61	0,00	0,00	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	сут.							1268,0						

Продолжение таблицы Н.1

Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0,00		0,00		2783,35		5476,48		5938,54		9151,23		7460,46
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				9647,34		8957,63		15640,65		28086,83		27965,5		22000,07
Всего по сметному расчету, руб	222483													

Таблица Н.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление 426,0 мм		Кондуктор 323,9 мм		Техническая колонна 244,5 мм		ЭК 177,8 мм		Хвостовик 127мм	
			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
<b>Затрат зависящие от времени</b>												
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,92	118,56	2,08	269,02	2,67	344,70	2,99	385,84	1,48	191,01
Социальные отчисления, 30%				35,57		80,71		103,41		115,75		57,30
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,92	10,65	2,08	24,16	2,67	30,96	2,99	34,66	1,48	17,16
Социальные отчисления, 30%				3,19		7,25		9,29		10,40		5,15
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,92	6,92	2,08	15,71	2,67	20,12	2,99	22,53	1,48	11,15
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,92	232,13	2,08	526,71	2,67	674,88	2,99	755,42	1,48	373,98
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,92	1315,49	2,08	2984,94	2,67	3824,68	2,99	4281,09	1,48	2119,41
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,92	385,01	2,08	873,61	2,67	1119,38	2,99	1252,96	1,48	620,29
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,92	127,50	2,08	289,31	2,67	370,70	2,99	414,93	1,48	205,42
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,92	92,57	2,08	210,05	2,67	269,14	2,99	301,26	1,48	149,14
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,92	8,17	2,08	18,54	2,67	23,75	2,99	26,59	1,48	13,16
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,92	92,17	2,08	209,13	2,67	267,97	2,99	299,95	1,48	148,49
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,92	155,41	2,08	352,63	2,67	451,84	2,99	505,75	1,48	250,38
Эксплуатация бульдозера	сут	18,40	0,92	16,89	2,08	38,33	2,67	49,11	2,99	54,97	1,48	27,21
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,92	31,14	2,08	70,66	2,67	90,53	2,99	101,34	1,48	50,17
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,41	16,00	131,36	5,00	41,05	5,00	41,05

Продолжение таблицы Н. 2

Башмак колонный БК-426	шт	100,50	1,00	100,50	-	-	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-324	шт	85,50	-	-	1,00	85,50	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	-	-	-	-	1,00	65,00	-	-	-	-
Башмак колонный БК-168	шт	45,50	-	-	-	-	-	-	1,00	45,50	-	-
Башмак колонный БК-127	шт	32,00	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	32,00
Центратор ЦЦ-324/364	шт	31,20	-	-	17,00	530,40	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-245/294	шт	25,40	-	-	-	-	44,00	1117,60	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-178/218	шт	18,70	-	-	-	-	-	-	69,00	1290,30	-	-
Центратор ЦЦ-127/167	шт	14,90	-	-	-	-	-	-	-	-	27,00	402,30
ЦОКДМ-426	шт	140,50	1,00	140,50	-	-	-	-	-	-	-	-
ЦОКДМ-323	шт	125,60	-	-	1,00	125,60	-	-	-	-	-	-
ЦКОД-245	шт	113,10	-	-	-	-	1,00	113,10	-	-	-	-
ЦКОД-177	шт	108,10	-	-	-	-	-	-	2,00	216,20	-	-
Продавочная пробка ПП-324-350	шт	90,30	1,00	90,30	-	-	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,50	-	-	1,00	80,50	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	-	-	-	-	1,00	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	30,12	-	-	-	-	-	-	1,00	30,12	1,00	30,12
ПХЦЗ.127/178	шт	700,00	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	700,00
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт	4530,00	1,00	4530,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	3960,00	-	-	1,00	3960,00	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320,00	-	-	-	-	1,00	3320,00	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-178	шт	2980,00	-	-	-	-	-	-	1,00	2980,00	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-179	шт	2330,00	-	-	-	-	-	-	-	-	1,00	2330,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				7541,93		10925,15		12456,67		13166,58		5444,90
<b>Затрат зависящие от объема работ</b>												
Обсадные трубы 426x9,0	м	44,67	30,00	1340,10	-	-	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 324x9,5	м	37,21	-	-	840,00	31256,40	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,6	м	28,53	-	-	-	-	2200,00	62766,00	-	-	-	-
Обсадные трубы 177x9,2	м	21,47	-	-	-	-	-	-	2580,00	55392,60	-	-
Обсадные трубы 177x10,4	м	26,67	-	-	-	-	-	-	670,00	17868,90	-	-
Обсадные трубы 127x7,5	м	14,26	-	-	-	-	-	-	-	-	1100,00	15686,00
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	-	-	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100		29,95	-	-	-	-	14,10	422,30	22,00	658,90	18,20	545,09
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ- III – об-6-50		32,00	-	-	-	-	26,50	848,00	6,30	201,60	11,00	352,00
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95	5,00	729,95	5,00	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т		6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	40,60	244,01	28,30	170,08	29,20	175,49
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,50	54,60	2,00	72,80	2,20	80,08

Продолжение таблицы Н. 2

Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,60	-	-	-	-	1,00	80,60	1,00	80,60	1,00	80,60
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20	14,00	515,20	14,00	515,20
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	4,00	147,20	5,00	184,00	5,00	184,00
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	-	-	-	-	1,00	40,80	1,00	40,80	1,00	40,80
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	10,00	154,90	16,00	247,84	24,00	371,76	24,00	371,76	24,00	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,83	34,80	652,85	80,40	1508,30	46,50	872,34	10,50	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14,00	525,28	3,00	112,56	3,00	112,56
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	268,00	6351,60									
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			870,32		34277,12		68341,59		77359,68		19158,10	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			200006,80									
Всего по сметному расчету, руб			255893,64									



## Приложение П. Сводный сметный расчет

Таблица П.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на январь 2018 г.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма цен 1984 года, руб.	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	<b>Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины</b>		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	17 059 402
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 670 006
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	495 605
	<b>Итого по главе 1</b>	<b>93 656</b>	<b>20 225 013</b>
2	<b>Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования</b>		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	38 437 804
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 451 248
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 002 785
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	361 500
	<b>Итого по главе 2</b>	<b>204 924</b>	<b>44 253 338</b>
3	<b>Глава 3. Бурение и крепление скважины</b>		
3.1	Бурение скважины	222 483	48 045 098
3.2	Крепление скважины	255 894	55 260 231
	<b>Итого по главе 3</b>	<b>478 376</b>	<b>103 305 330</b>
4	<b>Глава 4. Испытание скважины на продуктивность</b>		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 031 290
4.2	Консервация скважины	6 872	1 484 008
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 744 876
	<b>Итого по главе 4</b>	<b>28 989</b>	<b>6 260 175</b>
5	<b>Глава 5. Промыслово-геофизические работы</b>		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	55 810	12 052 205
	<b>Итого по главе 5</b>	<b>55 810</b>	<b>12 052 205</b>
6	<b>Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время</b>		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 481 831
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 579 134
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 610 229
	<b>Итого по главе 6</b>	<b>58 677</b>	<b>12 671 194</b>
	<b>ИТОГО прямых затрат</b>	<b>920 432</b>	<b>198 767 255</b>

Продолжение табл. П.1

1	2	3	4
7	<b>Глава 7. Накладные расходы</b>		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	230 108	39 157 149
1	<b>Итого по главе 7</b>	<b>230 108</b>	<b>39 157 149</b>
8	<b>Глава 8. Плановые накопления</b>		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	92 043	11 896 220
	<b>Итого по главе 8</b>	<b>92 043</b>	<b>11 896 220</b>
	<b>ИТОГО по главам 1-8</b>	<b>1 242 583</b>	<b>249 820 625</b>
9	<b>Глава 9. Прочие работы и затраты</b>		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	304 433	6 645 229
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	54 674	1 324 049
9.3	Северные надбавки 2,98%	37 029	7 444 655
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керн	-	3 150 000
9.6	Транспортировка керн в п. Каргасок	-	11 456
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 000
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	<b>Итого прочих работ и затрат</b>	<b>464 135</b>	<b>37 916 674</b>
	<b>ИТОГО по гл 1-9</b>	<b>1 706 718</b>	<b>287 737 299</b>
	<b>Глава 10</b>		
10	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 485	516 915
	<b>Итого по главе 10</b>		
12	<b>Глава 12</b>		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	85 336	2 930 395
	<b>Итого по главе 12</b>	<b>82 500</b>	<b>2 710 102</b>
	<b>ИТОГО</b>	<b>1 794 540</b>	<b>290 667 694</b>
	<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>		<b>290 667 694</b>
	<b>НДС</b>		<b>52 320 185</b>
	<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>		<b>342 987 879</b>

## Приложение Р

### Расчет эффективности внедрения долота

Таблица Р.1 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: БИТ 220,7 ВТ 613 УСВ	Внедряемое долото 222,7 FD 616 SM
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	1120	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	2193-3428	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28
7	Время СПО, ч	13,83	
8	Цена долота в ценах 2018 г., руб	381 600	773 400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	1235	
10	Количество долблений	$1235/3200 = 0,386$	$1235/4500 = 0,274$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$1235/25,5 = 48,4$	$1235/28 = 44,1$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$48,4 + 13,83 = 62,23$	$44,1 + 13,83 = 57,93$
13	Экономия времени, ч	$62,23 - 57,93 = 4,3$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$381\ 600 * 0,386 =$ 147 298	$773\ 400 * 0,274 =$ 211 912
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$62,23 * 45825,4 =$ 2 851 715	$44,1 * 45825,4 =$ 2 020 900
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$147\ 298 + 2\ 851\ 715 =$ 2 999 013	$211\ 912 + 2\ 020\ 900 =$ 2 232 812
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$2\ 999\ 013 - 2\ 232\ 812 = 766\ 201$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$766\ 201/1235 = 620$	
20	Экономический эффект на долото	$620 * 4500 = 2\ 790\ 000$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$773\ 400/2\ 790\ 000 = 0,277$	

## Приложение С

### Расчет молниезащиты

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и привышечных сооружений от прямых ударов молний является стержневые молниеотводы. Молниеотводы состоят из молниеприемников, тоководов и заземления. Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме вышки, тоководы ведут от молниеприемника к заземлению. В качестве тоководов будет служить буровая вышка.

Схема для расчета молниезащиты буровой установки представлена на рисунке С.1.

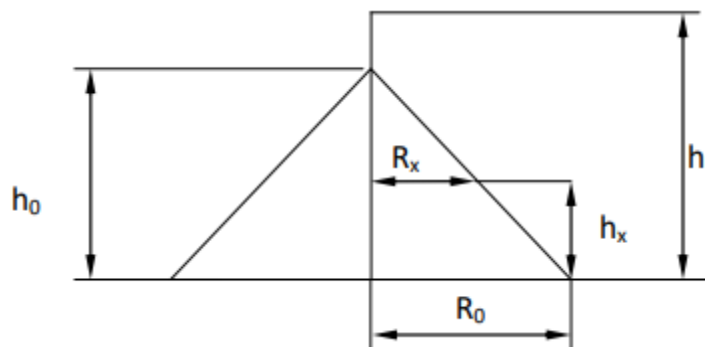


Рисунок С.1 – Схема для расчета молниезащиты буровой установки.

На рисунке обозначены:  $h_x$  – высота оборудования;  $h$  – высота вышки с молниеотводом ( $h = 46$  м);  $h_0$  – высота вышки ( $h_0 = 45$  м.);  $R_x$  – радиус зоны защиты на уровне высоты вышки;  $R_0$  – радиус зоны защиты на земле.

Расчет молниезащиты производится для зоны А [34].

Число ожидаемых ударов молнии на месте производства работ определяется по формуле (П.1):

$$N = (S + 6 * h_x) * (L + 6 * h_x) * n * 10^{-6},$$

где  $S$  – ширина основания буровой, м ( $S = 18$  м);

$L$  – длина основания буровой, м ( $L = 36$  м);

$n$  – число ожидаемых ударов молнии в  $1 \text{ км}^2$  (для Томской области  $n = 6$ );

$h_x$  – отметка пола буровой, м ( $h_x = 4$  м).

$$N = (18 + 6 * 4) * (36 + 6 * 4) * 6 * 10^{-6} = 0,01512 \text{ шт.}$$

Радиусы зон защиты на уровне высоты оборудования и земли определяются по формулам (П.2) и (П.3) соответственно:

$$R_0 = (1,1 - 0,002 * h) * h = (1,1 - 0,002 * 42) * 42 = 42,7 \text{ м},$$

$$R_x = (1,1 - 0,002 * h) * (h - h_x / 0,85) = (1,1 - 0,002 * 42) * (42 - 4 / 0,85) = 37,9 \text{ м}.$$

Таким образом, получаем, что радиус конуса защиты составляет 42,7 м на поверхности земли и 37,9 м на уровне высоты оборудования.

## Приложение Т

### Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Таблица Т. 1 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия [41]

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и производственными отходами	1. Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники; 2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора
	Засорение почвы	Вывоз и захоронение
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ; 2. Соблюдение нормативов отвода земель; 3. Рекультивация земель
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологический, гидрогеохимический и инженерно-геологический мониторинг в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок; выбросы вредных веществ при работе котельных и передвижных электростанций	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, отстойников
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж пробуренных скважин