

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

---

Школа: 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 Ю17) НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ, АЛЕКСАНДРОВСКИЙ РАЙОН)»

УДК: 622.243.23:622.243.24:622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Ушаков Леонид Александрович		

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	Ушаков Леонид Александрович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Ю <sub>17</sub> ) на нефтяном месторождении (Томская область, Александровский 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: 900 метров / 1000 метров</li><li>7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3250 метров</li><li>8. Диаметр хвостовика: 114 мм</li><li>9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</li><li>10. Конструкция забоя (выбрать): открытый ствол</li><li>11. Способ освоения скважины: многостадийный гидроразрыв пласта (с набухающими пакерами)</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. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Выбор типа и расчёт 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	Ушаков Леонид Александрович		

**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 130 стр., 11 рис., 16 табл., 3 источников литературы, 2 листов графического материала и 17 приложений.

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

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

Целью данной работы является проектирование технологии бурения строительства нефтяной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком глубиной 3285 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 исследования по изучению устойчивости эластомера винтового забойного двигателя к механическому разрушению после воздействия различных температур и времени выдержки в соляном растворе NaCl. 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;
- ЦКОД – цементировочный клапан обратного действия;
- СПО – спуско-подъемные операции.

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.



## **Введение**

Ни для кого не секрет, что в настоящее время нефтегазовая отрасль является ведущей в российской промышленности. Ключевой ее процесс – это нефтедобыча, в понятие которой входят геологоразведочные работы, бурение и освоение скважин, их эксплуатация, ремонт и другие работы. Одной из самых важных, определяющих экономическую эффективность нефтедобычи, промежуточных задач на этом пути является качественно построенная скважина с учетом снижения затрат. Для ее строительства необходимы грамотная обоснованность выбора объекта, технико-технологические мероприятия и совершенствование вскрытия пласта с целью сохранения максимально возможного дебита, предупреждение осложнений и аварий, автоматизация трудоемких работ, применение современного оборудования. При этом важной задачей является соблюдения правил экологической безопасности.

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

В специальной части ВКР рассматривается влияние температуры и времени выдержки в растворе хлористого натрия на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу.

## **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 0-3300 сложен преимущественно глинами и песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. В разрезе представлены мягкие и средние по твердости породы, что определяет выбор породоразрушающего инструмента с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

### **1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения**

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

Разрез представлен из 6 водоносных пластов и 4 нефтеносных. С позиции максимальной рентабельности разработки месторождения, проектируется сооружение скважин с целью добычи нефти в интервале 3270 – 3300 м.

### **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 – 3250 метров) наилучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта является проектирование пятиинтервального профиля скважины. Данный выбор обусловлен минимальным количеством необходимых интервалов с целью достижения заданного отхода и обеспечения максимального снижения сил сопротивлений перемещению обсадной колонны по стволу.

Расчётные данные по профилю ствола скважины представлены в таблице Г.1 приложения Г. Проектируемый, пятиинтервальный профиль скважины с горизонтальным участком представлен на рисунке Г.1.

### 2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность числа обсадных колонн, глубин их спуска, интервалов затрубного цементирования, диаметров обсадных колонн, диаметров скважин под каждую колонну [1].

Таблица исходных данных для проектирования конструкции скважины представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Обоснование конструкции скважины

Параметр	Описание	Значение
Тип скважины	Нефтяная, газовая, газоконденсатная	Нефтяная
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Значение проектного дебита рассматриваемого к разработке пласта	200
$P_{пл}^{МАКС}$ , МПа	Максимальное пластовое давление	32,52
L, м	Длина скважины	4489
$P_f$ , г/см <sup>3</sup>	Плотность пластового флюида	600
$gradP_{гр}$ , МПа/м	Градиент давления гидроразрыва под башмаком кондуктора	0,017

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

Согласно техническому заданию, при проведении многостадийного гидроразрыва пласта в Юрских отложениях, рекомендуется использовать забой открытого типа.

Способ заканчивания скважины согласно рекомендациям: закрытый (обсаженный) вышележащий интервал скважины с открытым интервалом продуктивного пласта, в который спускается хвостовик (диаметр хвостовика из технического задания 114 мм). В качестве подвески примем подвесной комплекс ПХН1.114/178, включающий в своей конструкции четыре узла – якорь, гидромеханический пакер, обеспечивающий герметизацию межтрубного пространства, основной гидравлический разъединитель и механический, дублирующий гидравлический.

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

Совмещенный график давлений, построенный с целью выделения интервалов несовместимых по условиям бурения [2], приведен на рисунке Д.1 (приложение Д).

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет, спуск технической колонны не требуется.

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

Мощность четвертичных отложений – 50 м. Поскольку рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м, глубину спуска направления следует принять 60 метров [1, 3].

Глубины спуска кондуктора рассчитывается исходя из условия недопущения гидроразрыва горных пород под его башмаком при закрытии устья скважины в случае флюидопроявления [3] таким образом, чтобы коэффициент запаса по давлению был в интервале 1,08 – 1,1.

В разрезе данной скважины присутствует 4 нефтяных пластов. Исходные данные и расчет кондуктора представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет кондуктора скважины

<b>ИМЯ ПЛАСТА</b>	<b>J2-3</b>	<b>J2</b>	<b>J1</b>	<b>Pz</b>
Лкр	2685	3180	3270	3300
Гпл	0,102	0,102	0,105	0,105
Ггрп	0,17	0,17	0,17	0,17
плотность нефти	700	650	600	600
Расчетные значения				
Пластовое давление	274,9	324,4	343,3	346,5
Лкондmin	950	1250	1500	1500
Принимаемая глубина	1500			
Запас	1,08	1,09	1,10	1,09

Во избежание превышения пластового давления над давлением гидроразрыва горных пород под башмаком кондуктора при вскрытии пласта J<sub>1</sub>, а также с целью максимального перекрытия кондуктором неустойчивого интервала разреза, верхних водоносных горизонтов питьевого назначения, глубину спуска кондуктора следует принять 1500 м (1526 м).

Глубина спуска эксплуатационной колонны задана техническим заданием и составляет 3250 м (3406 м).

Глубина спуска хвостовика выбрана 3285 м (4489 м), что составляет среднее значение между отметками кровли и подошвы продуктивного пласта, с целью максимального нефтеизвлечения.

#### **2.2.4 Выбор интервалов цементирования**

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- Направление цементируется на всю длину: 0 – 60м;
- Кондуктор цементируется на всю длину: 0 – 1500м (0 – 1526 м);
- Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 150 м: 1350 – 3250 м (1369 – 3406) [4].

## 2.2.5 Расчёт диаметров скважин и обсадных колонн

Расчёт диаметров скважин и обсадных колонн осуществляется «снизу вверх» исходя из заданного техническим заданием диаметра хвостовика (114 мм) [5]. Запроектированные данные конструкции скважины представлены в таблице Д.1 (Приложение Д).

Общий вид конструкции скважины приведен на рисунке Д.2 (приложение Д).

## 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Рассчитаем максимальное устьевое давление для нефтяной скважины по формуле 1:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (1)$$

где  $P_{му}$  – максимальное устьевое давление, МПа;

$\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с<sup>2</sup>;

$H_{кр}$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{му} = 33,0 - 600 \cdot 9,81 \cdot 3270 \cdot 10^{-6} = 13,75 \text{ МПа};$$

Помимо максимального устьевое давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 244,5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм. Для обвязки проектируемой скважины выберем колонную головку с муфтовой подвеской ОКО1-21-178x245 [6].

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением применяют 5 схему. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-280/80x21 К1, ГОСТ 13862-90. Исполнение К1 применяется для среды с объемным содержанием CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S до 6%.

## 2.3 Углубление скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

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

Для бурения направления используется роторный способ бурения, т.к. колонна на этом интервале имеет сравнительно небольшой вес и можно поддерживать высокие скорости вращения ротора, следовательно, и механическую скорость бурения.

Применение винтового забойного двигателя целесообразно при бурении кондуктора и последующих интервалов и обусловлено предотвращением повышенного износа бурильных труб и бурильных замков при прохождении участков искривления при повышенных частотах вращения [3]. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	Направление	Роторный
60-1500	Кондуктор	Роторный с применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1500-3250	Эксплуатационная колонна	
3250-3285	Хвостовик	

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

В соответствии с данными физико-механических свойств горных пород, породы геологического разреза запроектированной скважины можно разбить на 3 пачки по буримости:

- Мягкие абразивные (0-60 м);
- Мягкие и средние абразивные (60-1500 м);
- Средние абразивные (1500-3285 м).

На основании запроектированных диаметров долот (таблица Г.1) под каждую колонну и выделенных пачек по буримости, можно выбрать долота какого-либо производителя. Так как все используемые долота типа PDC производства ООО "Буринтех", обоснование конструктивных характеристик выбранных долот можно свести в таблицу (Таблица Е.1 приложения Е).

Для бурения интервала под направление следует использовать долото PDC с целью пробурить интервал за один рейс. Запроектированный диаметр долота (393,7 мм) определяет высокую вероятность вторичного спроса данного долота после завершения работ, в частности, для бурения интервала под кондуктор с тем же диаметром.

Для бурения последующих интервалов аналогично проектируются долота PDC в целях обеспечения максимальных скоростей бурения и минимальной вероятности спуско-подъемных операций, связанных с заменой долота. Технические характеристики долот представлены в таблице Е.2.

Для каждого интервала бурения выберем калибраторы производства ООО «Буртехснаб», которые наиболее соответствуют необходимым требованиям.

Для бурения в породах мягких с прослоями пород средней твердости используется модель "8", поэтому при бурении интервала под направление 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 [3].

Для интервала бурения под кондуктор используется калибратор 8К 295,3 МС. Рациональность его использования связана со встречаемыми по разрезу породами и объясняется аналогично предыдущему калибратору.



При бурении интервала под эксплуатационную колонну, где разрез сложен абразивными породами средней твердости, используется калибратор модели "5" со спиральными лопастями – 5КС 220,7 СТ. Лопасти спиральных калибраторов 5-КС полностью перекрывают сечение скважины и образуют непрерывный круговой контакт с ее стенкой. Такие калибраторы рекомендуется использовать при бурении пород средней твердости и твердых [7].

Для интервала бурения под хвостовик – калибратор 5КС 142,9 СТ. Особенности его применения совпадают с причинами использования 5КС 220,7 СТ для бурения под эксплуатационную колонну.

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Правильно подобранная осевая нагрузка способствует росту скорости проходки, которая может изменяться в зависимости от крепости и других характеристик проходимых пород. Однако превышение нагрузки может привести к неэффективному взаимодействию вооружения с породой, дополнительному трению и износу вооружения, повышенному перепаду давления на двигателе. Оптимальное значение осевой нагрузки подбирается исходя из условия объемного разрушения пород на забое скважины, статистического анализа отработанных долот в аналогичных геолого-технических условиях и исходя из максимально допустимого значения, составляющего 80% от указанной в паспорте, предельной  $G_{пред}$  [3].

Результаты проектирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент по интервалам бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Осевая нагрузка по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-1500	1500-3250	3250-3285
Исходные данные				
$\alpha$	1	1	1	1
$R_{ш}$ , кг/см <sup>2</sup>	861	800	2778	4416
$D_d$ , см	39,37	29,53	22,07	14,29
$\eta$	-	-	-	-
$\delta$ , см	-	-	-	-
$q$ , кН/мм	0,10	0,15	0,20	0,20
$G_{пред}$ , кН	117,7	117,7	117,7	98,1

Продолжение таблицы 4

Результаты проектирования				
$G_1$ , кН	0,19	1,97	5,09	5,74
$G_2$ , кН	38,6	43,4	43,3	28,0
$G_3$ , кН	94,2	94,2	94,2	78,5
$G_{\text{проект}}$ , кН	40	70	80	50

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долот

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Для безопорных PDC долот расчёт частоты вращения производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии  $n_1$ , которая напрямую зависит от диаметра используемого долота и косвенно – от твердости пород [3].

Результаты расчета частоты вращения долот приведены таблице 5.

Таблица 5 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента

Интервал		0-60	60-1500	1500-3250	3250-3285
Исходные данные					
$V_{\text{л}}$ , м/с		1,5	1,3	1,2	1,2
$D_{\text{д}}$	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1429
	мм	393,7	295,3	220,7	142,9
Результаты проектирования					
$n_1$ , об/мин		73	85	104	161
$n_2$ , об/мин		-	-	-	-
$n_3$ , об/мин		-	-	-	-
$n_{\text{проект}}$ , об/мин		73	85	104	161

Расчет частоты вращения долота  $n_2$  по минимально допустимому времени контакта зуба долота с породой и максимально допустимой частоты вращения долота  $n_3$  по стойкости опоры не производится. Проектируемая частота вращения  $n_{\text{проект}}$  приравнивается значению  $n_1$ .

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

Промывочная жидкость играет важную роль в эффективном бурении скважин. Она очищает забой скважину от шлама и транспортирует его на поверхность, охлаждает породоразрушающий инструмент, передает энергию от насосов к гидравлическому забойному двигателю, а также выполняет ряд других важных функций, необходимых для качественного бурения.

Расход промывочной жидкости проектируется исходя из условий достаточной эффективной очистки забоя скважины ( $Q_1$ ), обеспечения выноса шлама на поверхность ( $Q_2$ ), предотвращения прихватов ( $Q_4$ ), создания необходимой скорости истечения из насадок долота ( $Q_5$ ). В то же время, нельзя допустить размыв стенок скважин ( $Q_3$ ). На основании перечисленных условий, проектируется область допустимого расхода раствора и проектируются оптимальные значения под каждый интервал [3].

Данные по проектированию расходов представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60-1500	1500 - 3250	3250-3285
<b>Исходные данные</b>				
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1429
$K$	0,6	0,55	0,45	0,45
$S_{ЗЛБ}$ , м <sup>2</sup>	0,122	0,068	0,0382	0,016
$K_k$	2,5	1,23	1,14	1,1
$S_{max}$	0,292	0,072	0,031	0,011
$S_{min}$	0,259	0,039	0,014	0,007
$V_{кр2}$ , м/с	0,15	0,14	0,12	0,12
$V_m$ , м/с	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097
$d_{бт}$ , м	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{max}$ , м	0,24	0,24	0,195	0,114
$d_{нmax}$ , м	0,0191	0,0127	0,0064	0,0056
$n$	3	5	6	4
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпmax}$ , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,12	1,1	1,1	1,09
$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	2,1	2,3	2,4	2,4

Продолжение таблицы 6

<b>Результаты проектирования</b>				
Q <sub>1</sub> , л/с	73,0	37,6	17,2	7,2
Q <sub>2</sub> , л/с	58,0	39,9	24,2	10,2
Q <sub>3</sub> , л/с	336,7	50,7	33,6	20,1
Q <sub>4</sub> , л/с	145,8	35,8	15,5	5,7
Q <sub>5</sub> , л/с	33,7	37,4	22,6	13,2
Q <sub>6</sub> , л/с	-	45	30	15
<b>Дополнительные проверочные расчеты</b>				
M, Н*М	-	1994,5	1509,6	630,9
M <sub>табл</sub> , Н*М	-	18220	14310	2210
Q <sub>н</sub> , л/с	32,0	32,0	32,0	19,0
Q <sub>пров1</sub> , л/с	-	15,7	7,4	5,4
Q <sub>пров2</sub> , л/с	57,6	57,6	28,8	17,1
<b>Области допустимого расхода бурового раствора</b>				
ΔQ, л/с	70-340	40-50	25-35	13-20
<b>Запроектированные значения расхода бурового раствора</b>				
Q, л/с	70	40	30	16

Для интервала бурения 0-60 метров (интервал бурения под направление) использование забойного двигателя нецелесообразно, поэтому выбирается роторный способ бурения.

Для интервала бурения 60-1500 метров выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240.6/7.40 с регулируемым переводником угла перекоса, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы, а также в случае необходимости осуществлять направленное бурение. Использование регулятора угла обеспечивает возможность оперативного изменения угла перекоса осей отклонителя на устье скважины и исключает необходимость иметь на буровой несколько отклонителей с различными углами перекоса [8].

Для интервалов бурения под эксплуатационную колонну (1500-3250 м) проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-195.9/10.23 с регулируемым переводником угла перекоса, который позволяет бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Для интервала бурения под хвостовик 3250-3285 метров проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-127.9/10.23 с регулируемым переводником угла перекоса. Позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, а также высокую частоту вращения, что актуально при разрушении средних горных пород.

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Запроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		60-1500	1500-3250	3250-3285
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	м	0,2953	0,2207	0,1429
	мм	295,3	220,7	142,9
G <sub>ос</sub> , кН		50	50	30
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D <sub>зд</sub> , мм		240	195	120
M <sub>р</sub> , Н*м		1995	1510	631
M <sub>о</sub> , Н*м		147,6	110,3	71,5
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		36,9	28,0	18,6

Выбор и обоснование технических характеристик винтовых забойных двигателей представлены в таблице Ж.1 приложения Ж.

### 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, забойный двигатель, калибраторы, центраторы, стабилизаторы, расширители, ясы, отклонители и утяжеленные бурильные трубы (УБТ) [3].

Выбор веса УБТ основывается исходя из запроектированных осевых нагрузок при бурении под каждый интервал. Осевая нагрузка должна складываться преимущественно из веса всех секций УБТ на интервале и веса КНБК. 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 (зенитный угол  $59^\circ$  и  $90^\circ$  соответственно), создание осевой нагрузки на долото суммарным весом этих труб следует считать незначительным.

Результаты расчета УБТ для интервалов бурения под направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик приведем в таблицах 8, 9, 10, 11 соответственно. Расчеты на прочность проводились в программном обеспечении «БурСофтПроект».

Таблица 8 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под направление

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ – 165x57	165	8	1176
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК 127x9,19 М	127	24	2404

Таблица 9 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под кондуктор

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-203	203	18,28	3985
2	УБТ – 159х71 М	159	8	992
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК 127х9,19 М	127	1488	48062,4

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

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-172	172	18,28	2778,6
2	УБТ – 172х71 М	172	56	8512
3	УБТ – 133х57 М	133	8	704
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК 127х9,19 М	127	74,4	2403
2	ТБПК 127х9,19 М	127	3236,4	104536

Таблица 11 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под хвостовик

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-108	108	18,28	1023,6
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБПК 88,9х9,35 Е	88,9	1153,2	23929
2	ТБТ-89	89	56,7	2750
3	ТБТ-89	89	56,7	2750
4	ТБПК 88,9х9,35 Е	88,9	3199,2	66383,4

При сооружении направления с применением долот типа БИТ использование УБТ не потребуется, поскольку осевая нагрузка будет

создаваться весом других элементов КНБК [3]. Но учитывая, что направление – является первым интервалом бурения, то его сооружения предполагается использование секции УБТ диаметром 165 мм. Учитывая разницу диаметров долота и УБТ, проектируются центрирующие элементы – наддолотный калибратор и одна промежуточная опора.

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 интервала под направление представлены в таблице И.1, КНБК для бурения интервала под кондуктор приведена в таблице И.2, КНБК под эксплуатационную колонну – в таблице И.3, КНБК под хвостовик – в таблице И.4.

### **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 – ингибирующий (хлоркалийевый) раствор; для бурения интервала под эксплуатационную колонну – полимерный раствор инкапсулирующего типа; для бурения интервала под хвостовик, в том числе для вскрытия продуктивного пласта – будет использоваться биополимерный хлоркалийевый буровой раствор. В таблице 12 представлен компонентный состав бурового раствора под каждый интервал.



Таблица 12 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	60	<b>Глинистый</b> Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ (структурообразователь), NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> (регуляторы pH), Малоколлоидные глины
60	1526	<b>Ингибирующий раствор</b> Вода пресная, NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , Электролит KCl (ингибитор глин), Глинопорошок ПБМБ, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ (понижители фильтрации), Пента-465 (пеногаситель), Смазочная добавка, Барит
1526	3406	<b>Полимерный раствор инкапсулирующего типа</b> Вода пресная, NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , ПАВ, Ксантановая камедь (структурообразователь), ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, Реасар (инкапсулятор), Reastab (понижитель фильтрации), Смазывающая добавка, Карбонат кальция
3406	4489	<b>Биополимерный хлоркалийевый раствор</b> Вода пресная, NaOH, Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , Ксантановая камедь (структурообразователь), KCl, Крахмал (понижитель фильтрации), Смазывающая добавка, Карбонат кальция, Бактерицид, Пеногаситель

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

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 К.3 приложения К.**

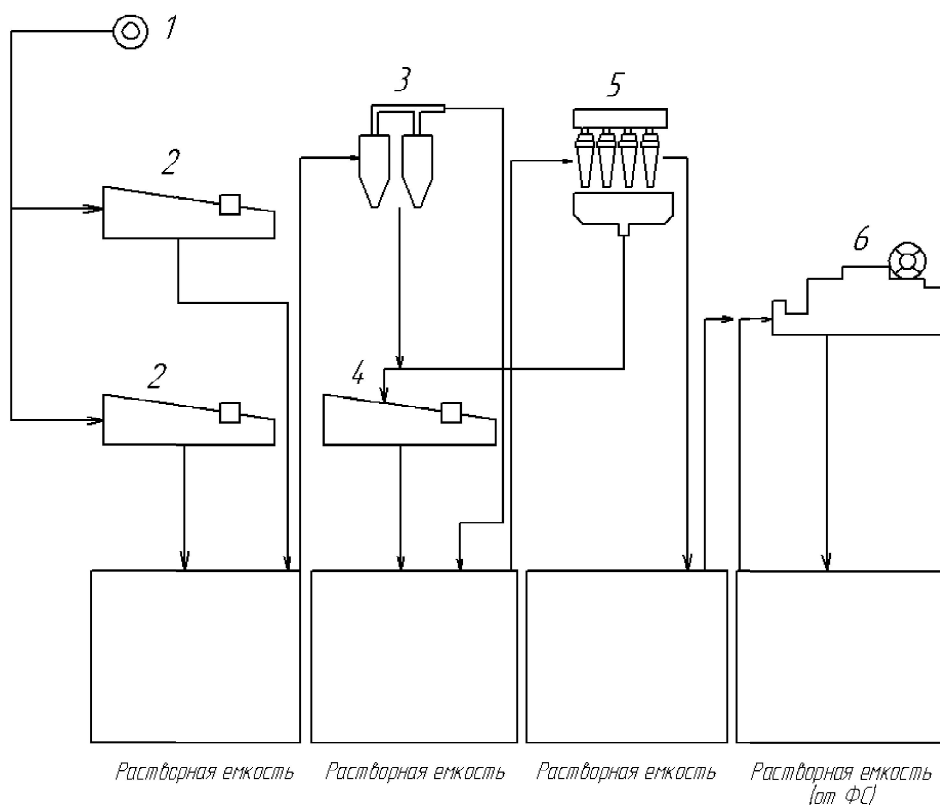


Рисунок 2 – Схема очистки бурового раствора:

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 [3]. 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 Л.1, Л.2, Л.3 приложения Л представлены результаты гидравлической программы промывки скважины по интервалам бурения.

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные для расчета представлены в таблице 13.

Таблица 13 – 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>	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1900
высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	1350	глубина скважины, м	3250
высота цементного стакана $h_{см}$ , м (длина по стволу, м)	10 (20)	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_{2,м}$	615

#### 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 14. В случае «а» (рисунок 3) учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность.

Таблица 14 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1350	2635	3240	3250
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0,66	6,96	12,31	12,31
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтегазоконденсатной скважины, МПа	0	13,91	25,18	25,03	29,41

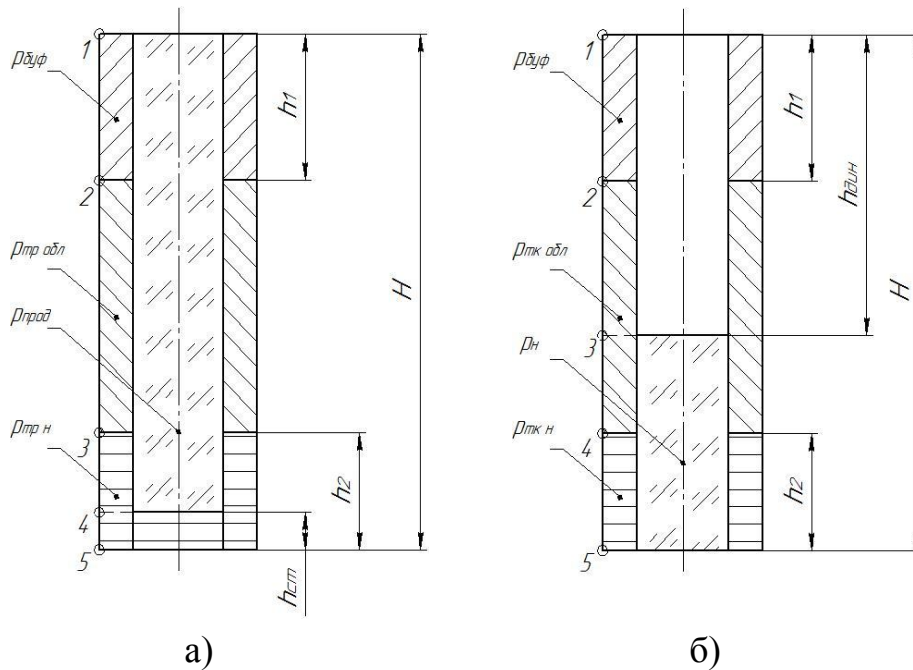


Рисунок 3 – Схемы расположения жидкостей в скважине:  
 а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б) в конце эксплуатации нефтяной скважины.

Поскольку  $P_{\Gamma} = 22,07 \text{ МПа} > P_{кз} = 7,28 \text{ МПа}$ , наиболее опасным является случай в конце эксплуатации, поэтому расчеты наружного избыточного давления были произведены для него. Давление столба нефти в конце эксплуатации  $P_{кзн}$  для нефтяных скважин рассчитывается по формуле (2). Давление столба жидкости при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости  $P_2$  рассчитывается по формуле (3).

$$P_{кзн} = \rho_{н} \cdot g \cdot (H_{скв} - h_{д}), \quad (2)$$

где:  $\rho_{н}$  – плотность нефти,  $\text{кг/м}^3$ ;

$g$  – ускорение свободного падения, равно  $9,81 \text{ м/с}^2$ ;

$H_{скв}$  – глубина скважины по вертикали, м;

$h_{д}$  – динамический уровень в скважине в конце эксплуатации, м.

$$P_{кзн} = 700 \cdot 9,81 \cdot (3250 - 2190) = 7,28 \text{ МПа}$$

$$P_2 = \rho_{\Gamma} \cdot g \cdot (H_{скв} - h), \quad (3)$$

где:  $\rho_2$  – плотность технической воды,  $\text{кг/м}^3$ ;

$h_{д}$  – высота подъема жидкости при испытании, равная  $1000 \text{ м}$ .

$$P_2 = 1000 \cdot 9,81 \cdot (3250 - 1000) = 22,07 \text{ МПа}.$$

Эпюра давлений для наиболее опасных случаев в координатах «глубина– наружное избыточное давление» приведена на рисунке 4.

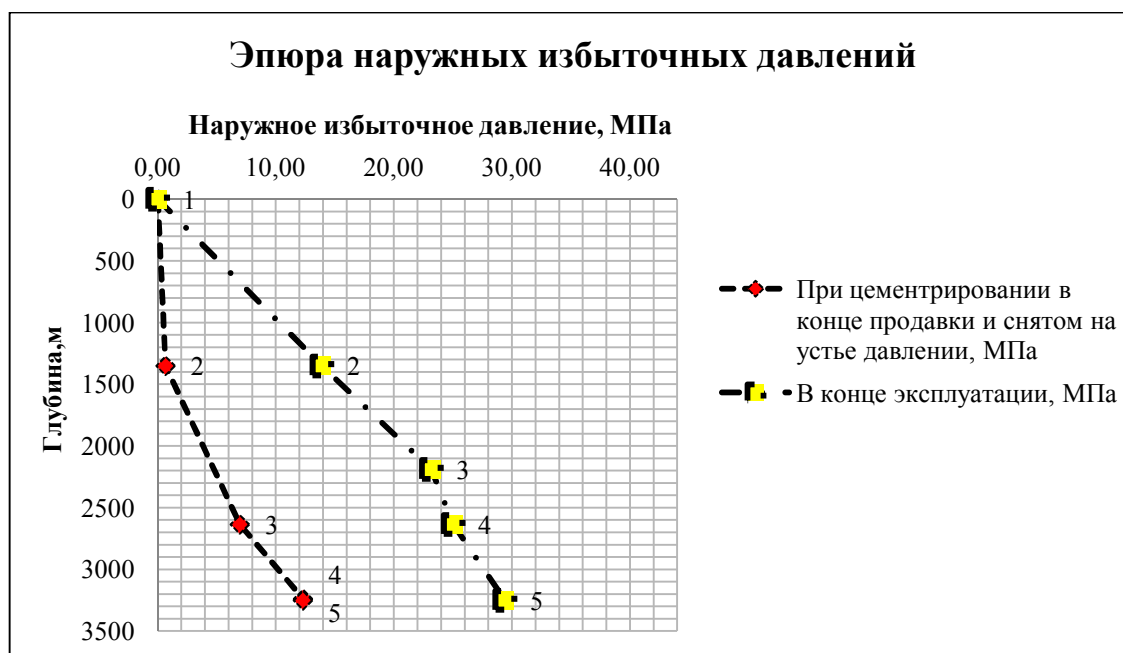


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений

#### 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  $P_{цг} = 22,92$  МПа. Величина давления опрессовки исходя из ожидаемого давления на устье  $P_{оп} = 15,12$  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 15.

Таблица 15 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1350	2635	3240	3250
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	22,92	22,26	15,95	10,61	10,61
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	15,12	14,46	12,88	-	10,32

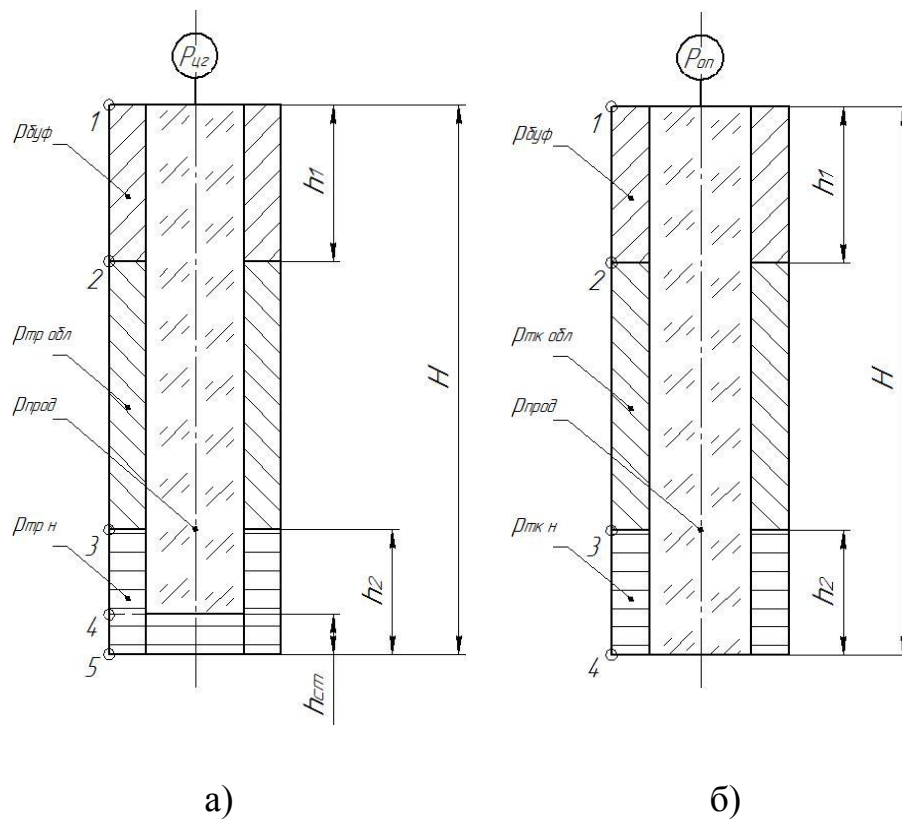


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в скважине:  
 а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны.

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

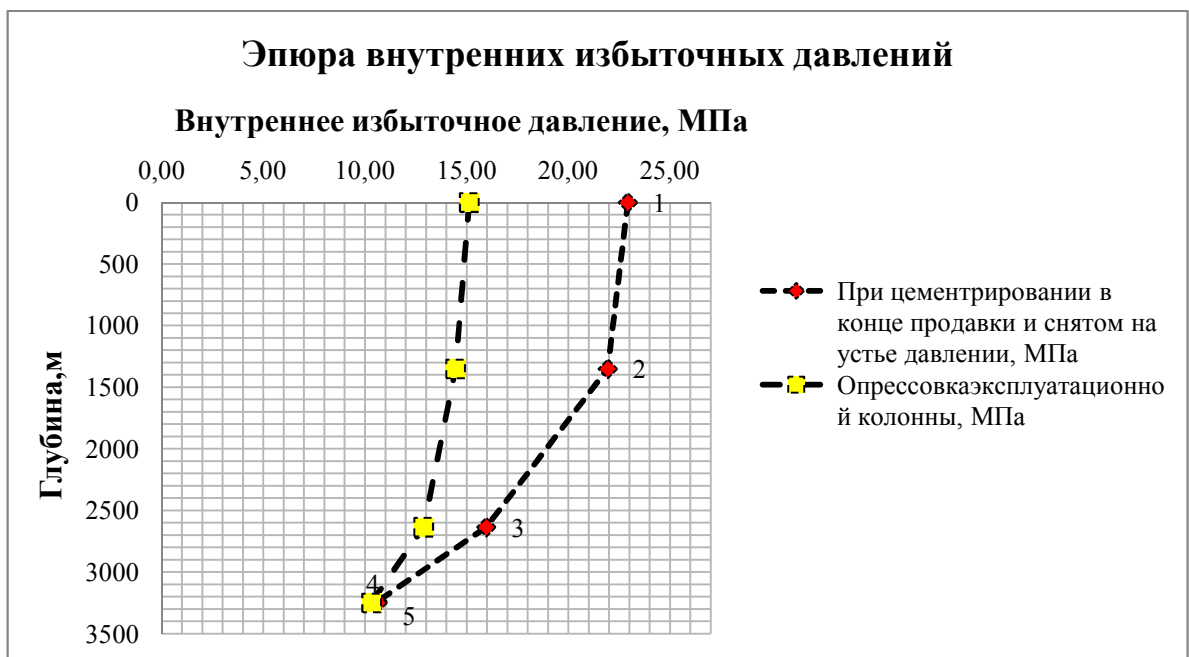


Рисунок 6 – Эюра внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных обсадных колонн представлена в таблице 16.

Таблица 16 – 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	615	43,64	26839	132670	3250-2635
II		9,2	2000	39,06	78120	105831	2635-635
III		10,4	635	43,64	27711	27711	635-0

### 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 (4):

$$0,95 * P_{гр} > P_{гс кп} + P_{гд кп}, \quad (4)$$

47,91 МПа > 44,55 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-5-100 с водоцементным отношением  $m_{обл} = 1$  [3].

Результаты расчета объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, сведем в таблицу 17.

Таблица 17 - Количество составных компонентов и объемы тампонажной смеси.

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	12,62		1900	8,81	ПЦТ - II - 100	16,7 т / 334 меш.
					НТФ	5,2 кг / 1 меш.
Облегченный тампонажный раствор	24,52		1500	20,30	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	19,4 т / 388 меш.
					НТФ	10,1 кг / 1 меш.
Буферная жидкость	18,02	3,6	1050	17,72	«МБП-СМ»	252,0 кг / 6 меш.
		14,4			«МБП-МВ»	216,0 кг / 5 меш.
Продавочная жидкость	69,89		1000	69,68	-	-

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

По формуле (5) рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата

$$P_{ца} \geq \frac{P_{цг}}{0,8}, \quad (5)$$

где  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».  $P_{ца} \geq 28,65$ . Ближайшее большее давление – 32 МПа при диаметре втулок 100 мм.

Затем по формуле (6) рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = \frac{G_{сyx}}{G_{б}} \quad (6)$$

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



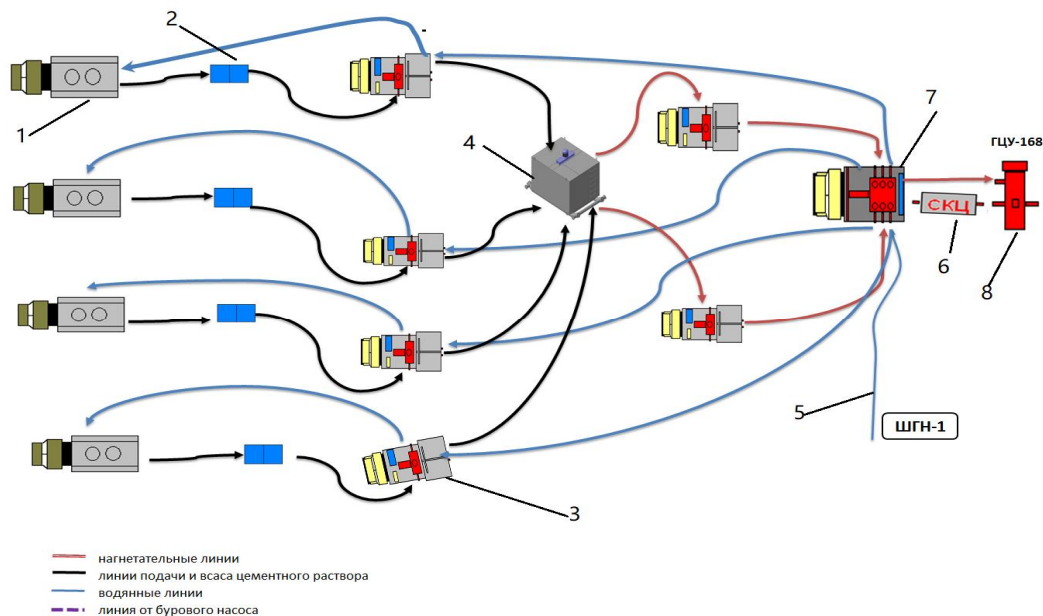


Рисунок 7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:  
 1– цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная ёмкость УО-16; 5 – ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСПЦ 01; 8 – блок манифольдов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

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационная колонна оборудуется специальной технологической оснасткой. В таблице 18 представлена выбранная для данной скважины технологическая оснастка обсадной колонны.

Таблица 18 – Технологическая оснастка обсадной колонны

	Элементы технологической оснастки				
	Башмак	Клапан обратный	Центратор	Цементировочная головка	Пробка продавочная
Направление	БКМ-324 ОТТМ	ЦКОД-324 ОТТМ	ЦЦ2-324/394 (2 шт.)	ГЦУ-324	ПРП-Ц-324
Кондуктор	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОД-245 ОТТМ	ЦЦ2-245/295 (25 шт.)	ГЦУ-245	ПРП-Ц-245
Эксплуатационная колонна	БКМ-178 ОТТМ	ЦКОД-178 ОТТМ	ЦЦ2-178/221 (35 шт.)	ГЦУ-178	ПРП-Ц-178
Производитель	ЗАО «Удмурские долота»; ООО «Буровые инновационные»	ООО «НГПО»	ЗАО «Удмурские долота»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»

#### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Многokратный гидроразрыв пласта – это осуществление нескольких разрывов в пласте за одну технологическую операцию. Для освоения скважины применим метод многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) с применением разбухающих пакеров, активируемых потоком жидкости ГРП. После разбухания пакеров, жидкостью ГРП проводится гидроразрыв пород в межпакерном пространстве.

Число интервалов в горизонтальных скважинах может доходить 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 [9]. Процесс активации пакера приведен на **рисунке Л.1 приложения Л.**

Конструктивная схема пакера приведена на рисунке 8.

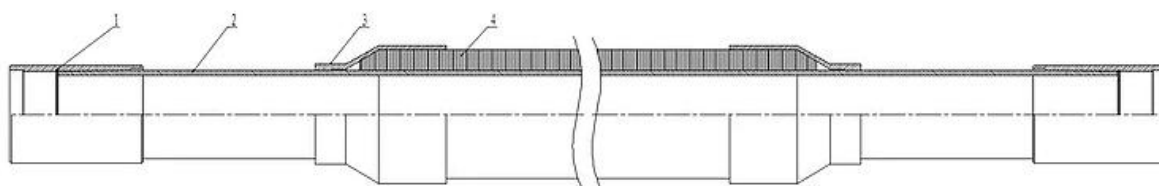


Рисунок 8 – Конструктивная схема набухающего пакера: 1 – муфта; 2 – обсадная труба; 3 – противозкструзионное защитное упорное кольцо; 4 – резиновый эластомер.

Согласно опыту применения данной технологии предприятием ПАО «НК «Роснефть», на сегодняшний день удается достичь приемлемого времени (7-10 суток) на активацию пакеров в пластовых условиях, разбухающих под действием воды. [9]

С учетом запроектированного диаметра скважины под хвостовик (142,9мм), рекомендуется включить в состав оборудования набухающий пакер предприятия АО «ОКБ Зенит» ЗНТ 96.00.00.000 Б. Основные технические характеристики пакера представлены в таблице 19.

## 2.5. Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами [3]. Исходя из вышеперечисленных условий, рекомендуется использовать буровую установку БУ – 3200/200 ЭУК-2М.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбранная буровая установка БУ – 3200/200 ЭУК-2М</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{\text{бк}}$ )	120,8	$Q_{\text{бк}} / [G_{\text{кр}}]$	1,69
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{\text{об}}$ )	132,7	$Q_{\text{об}} / [G_{\text{кр}}]$	1,54
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{\text{пр}}$ )	172,5	$Q_{\text{пр}} / [G_{\text{кр}}]$	1,18
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{\text{кр}}$ )	203,9		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечного-лебедочного блока, т ( $Q_{\text{влб}}$ )	230	$k_{\text{по}} = P_o / P_{\text{бo}}$ ( $k_{\text{по}} > 1,25$ ) $P_o = 2 \text{ кгс/см}^2$	$P_o / P_{\text{бo}} = 3,23 > 1,25$
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{\text{бк}}$ )	120,8		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{\text{ок}}$ )	132,7		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{\text{п}}$ )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{\text{бр}}$ )	34,9		
Площадь опорной поверхности фундаментов, $\text{м}^2$ ( $F_{\text{бo}}$ )	90		

Продолжение таблицы 20

<b>Расчет режимов СПО</b>		
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН
2	183	1302,96
3	77	548,24
4	66	469,92

### **3. «Оценка влияния температурного фактора и длительности выдержки на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу»**

#### **3.1 Актуальность исследования**

На сегодняшний день в бурении практически повсеместно используется винтовой забойный двигатель. Однако, несмотря на обоснованность рациональности его применения, существует необходимость увеличения его срока службы. Сегодня многими предприятиями и учебными центрами установлены различные причины выхода из строя ВЗД. Наиболее общие проблемы, связанные с эксплуатацией ВЗД, можно систематизировать в виде схемы, представленной на рисунке 9 [10].

С другой стороны, определив основные причины выхода из строя ВЗД, в производственных условиях зачастую невозможно иметь идеальный систематический подход для предупреждения сразу всех проблем. Наиболее практичным и рациональным выходом является «пирамидальный» подход: необходимо максимально изучить, в первую очередь, самые встречаемые причины полома ВЗД.

На основании проведенного предприятием «Кубаньбургаз» с 1998 по 2003 г анализа причин отказа работы ВЗД, было установлено, что на половину из них приходится износ рабочих органов. Предприятием было установлено процентное соотношение встречающихся проблем (рисунок 10). Было отмечено, что 55% от всех затрат на ремонт ВЗД приходится на ремонт рабочих органов [10]

Также известно, что ресурс ВЗД составляет 90-235 часов (в зависимости от его типоразмера и среды эксплуатации). При этом отмечено, что после 100 часов работы ВЗД, на долю износа рабочих органов, в случае его выхода из строя, приходится 45% среди прочих причин [11]. Таким образом, износ рабочих органов является основной причиной выхода из строя ВЗД.

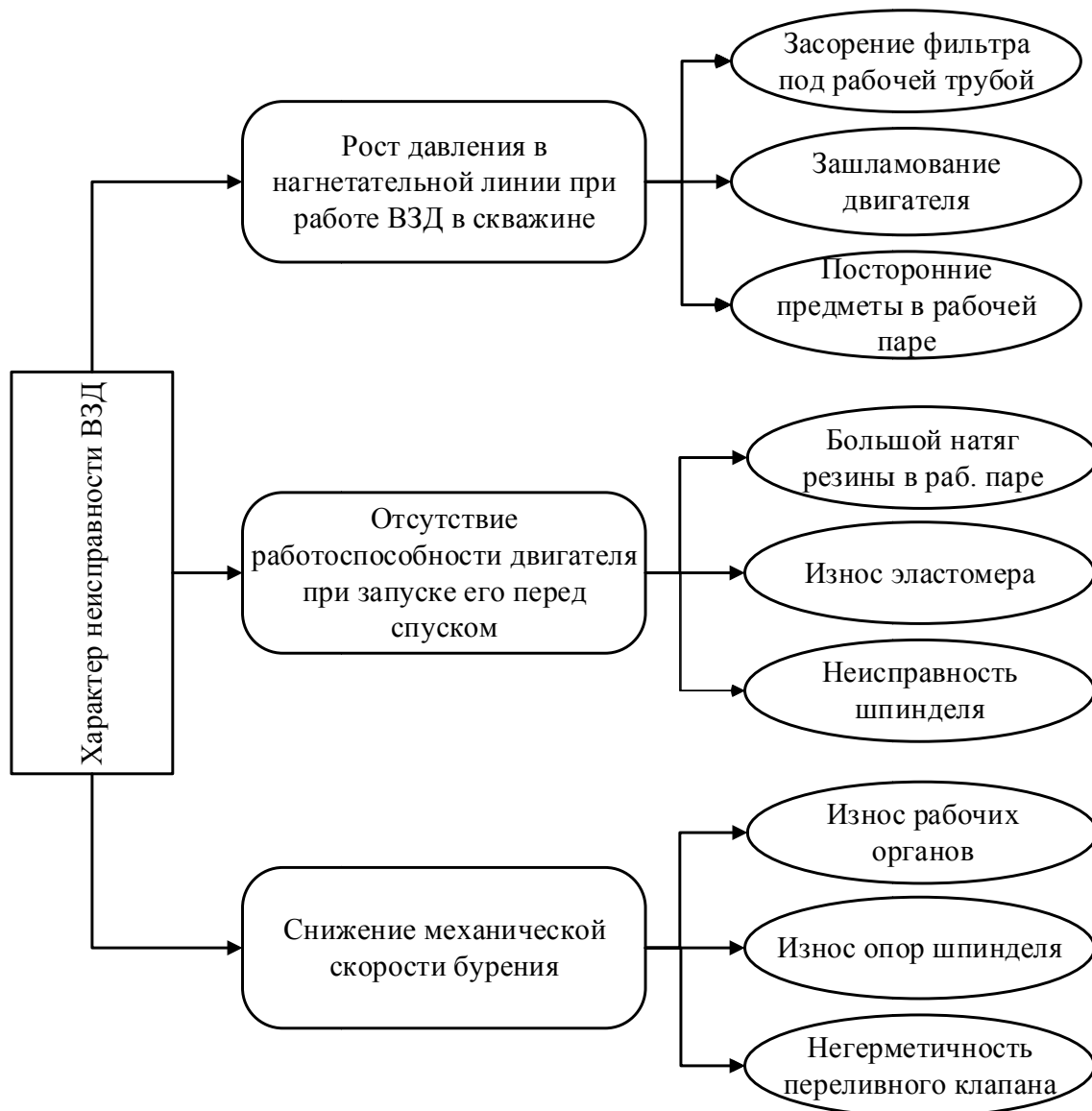


Рисунок 9 – Схема неисправностей ВЗД и соответствующих причин [1]

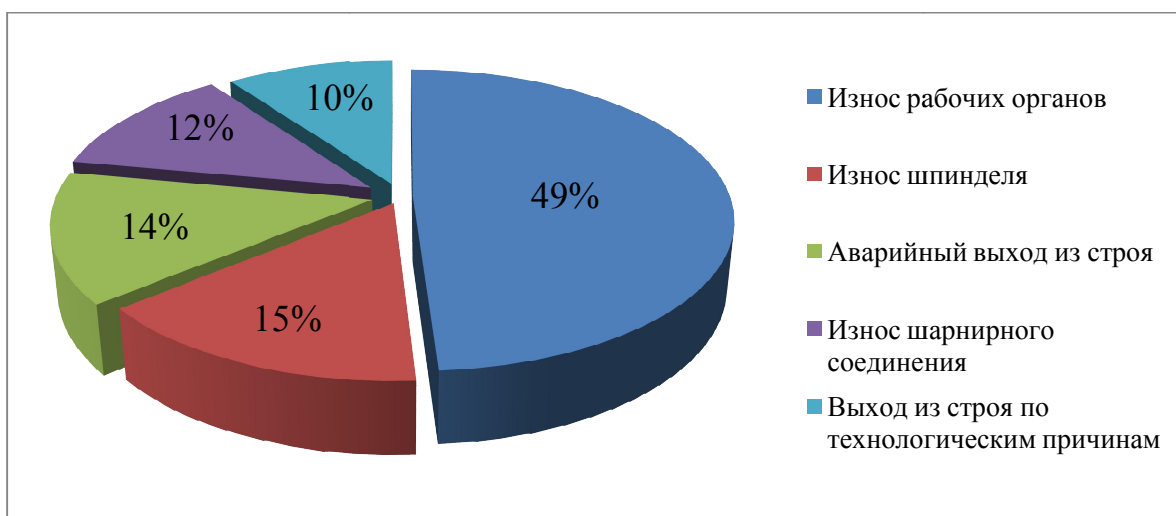


Рисунок 10- Диаграмма процентного соотношения причин выхода ВЗД из строя

Следствием преждевременного износа рабочих органов, как правило, являются невысокие прочностные характеристики рабочей пары «резина-сталь», значительный начальный натяг, высокие радиальные силы на винтовой поверхности резины, приводящие к гидравлическим и механическим сопротивлениям в рабочих органах [11].

Износ резиновой обкладки статора происходит под действием двух видов изнашивания: усталостного и абразивного (гидроабразивного). Усталостный износ возникает в процессе многократного воздействия циклических нагрузений. Результатом такого контактного взаимодействия является неоднократное деформирование резинового элемента статора и, как следствие, теплообразование в нем, а также химические превращения в поверхностных слоях и дальнейшее его разрушение. Абразивное изнашивание характеризуется содержанием в буровом растворе механических примесей, в частности песка. Изнашивание данного вида определяется царапанием наружного слоя рабочих органов острыми гранями абразива. Характерным признаком является появление царапин. Необходимо отметить, что проявление абразивного износа тем значительнее, чем меньше эластичность резины и выше ее твердость [12].

Поэтому к резиновой обкладке предъявляются высокие требования по прочности, абразивной износостойкости, усталостной выносливости и стойкости в среде бурового раствора. На сегодняшний день, в качестве материала эластомера наиболее распространена резина ИРП-1226. Однако доказано, что с ростом температуры данная модель теряет свои механические и упруго-эластичные свойства, и при достижении 180°C происходит термическое разрушение резины [13, 14].

Поэтому научной группой кафедры бурения скважин Национального исследовательского Томского политехнического университета был произведен аналитический обзор существующих каучуков и других материалов, как возможного сырья для изготовления эластомеров ВЗД. Анализ их свойств проводился согласно основным условиям работы винтовых забойных

двигателей: предел прочности (учитывая контактное давление пары «ротор-статор» 4-6 МПа), сопротивление раздиру, как ответная реакция на касательные напряжения, общая износостойкость и устойчивость в среде углеводородов, кислот, щелочей и воды.

Анализ показал, что наилучшими совокупными показателями обладают бутадиеннитрильный каучук, хлоропреновый каучук и хлорсульфированный полиэтилен. Однако для всех рассмотренных каучуков отмечается низкий уровень температурной устойчивости, который в редких случаях достигает 150 градусов [15].

Данное направление можно считать потенциально перспективным, но в виду незначительной разницы с ИРП-1226 по температурной устойчивости, значительного повышения износостойкости эластомеров прогнозировать нельзя. В качестве основного пути решения проблемы выхода из строя рабочих органов (РО) можно выделить изучение материала обкладки статора в целом.

В процессе конструирования винтовых забойных двигателей рассматривались возможности применения различных полимеров в качестве материала обкладки статора, однако эластомер оказался практически единственным материалом, отвечающим как условиям эксплуатации, так и технологии изготовления [16]. Эластомер как технический материал отличается высокими эластичными свойствами, которые присущи каучуку - основному компоненту резиновых композиций. При нормальной температуре эластичные свойства эластомера сохраняются в широком диапазоне температур [17]. Однако в процессе эксплуатации винтового забойного двигателя разогрев эластомера, который происходит вследствие многократных циклических деформаций зубьев обкладки статора, является одной из главных причин разрушения резины.

На основании проведенных экспериментов [18], в ходе которых изнашивались образцы резины ИРП-1226, предварительно выдержанные в различных средах, была установлена зависимость времени разрушения образцов, выдерживаемых в воде, соляном растворе NaCl и щелочи NaOH, от

температуры. Согласно ней, соляной раствор NaCl оказал наибольшее влияние на увеличение износостойкости образцов. Тем самым было выделено одно из направлений – подтверждение зависимости изменения прочности эластомера от температурного фактора при увеличении нагрузки на разрушение и износ.

Таким образом, было решено провести исследования по изучению устойчивости резины ИРП-1226 к механическому разрушению после воздействия различных температур в определенной дисперсионной среде.

### **3.2 Методика проведения эксперимента**

Опираясь на результаты предыдущих исследований, в качестве дисперсионной среды выбран соляной раствор NaCl. Для проведения экспериментов использовались цилиндрические образцы резины ИРП-1226 диаметром 39-42 мм и толщиной 13,0-17,6 мм.

Предварительно образцы помещались в приготовленный соляной раствор и выдерживались в течение 5, 10, 15, 20 суток при заданных температурных точках: 25, 40, 60, 80 градусов. В зависимости от температуры выдержки подбиралась различная концентрация раствора – 35,9, 36,4, 37,2 38,1 мг/100 мл соответственно.

Затем часть образцов эластомера разрушалась под действием заданной осевой нагрузки (рисунок 11) инструментом для имитации износа в присутствии дисперсионной среды, в которой образцы выдерживались при определенной температуре. Другая часть образцов подвергалась вдавливанию инструментом (рисунок 12), имитирующим фрикционное взаимодействие ротора относительно обкладки статора.

Условия разрушения создавались в специальном цилиндрическом стакане, представленном на рисунке 13 (А), конструкция которого позволяет зафиксировать неподвижно образец. После установки и фиксации образца, стакан наполнялся глинистым буровым раствором, имитирующим характерные гидравлические условия в ВЗД (рисунок 14).



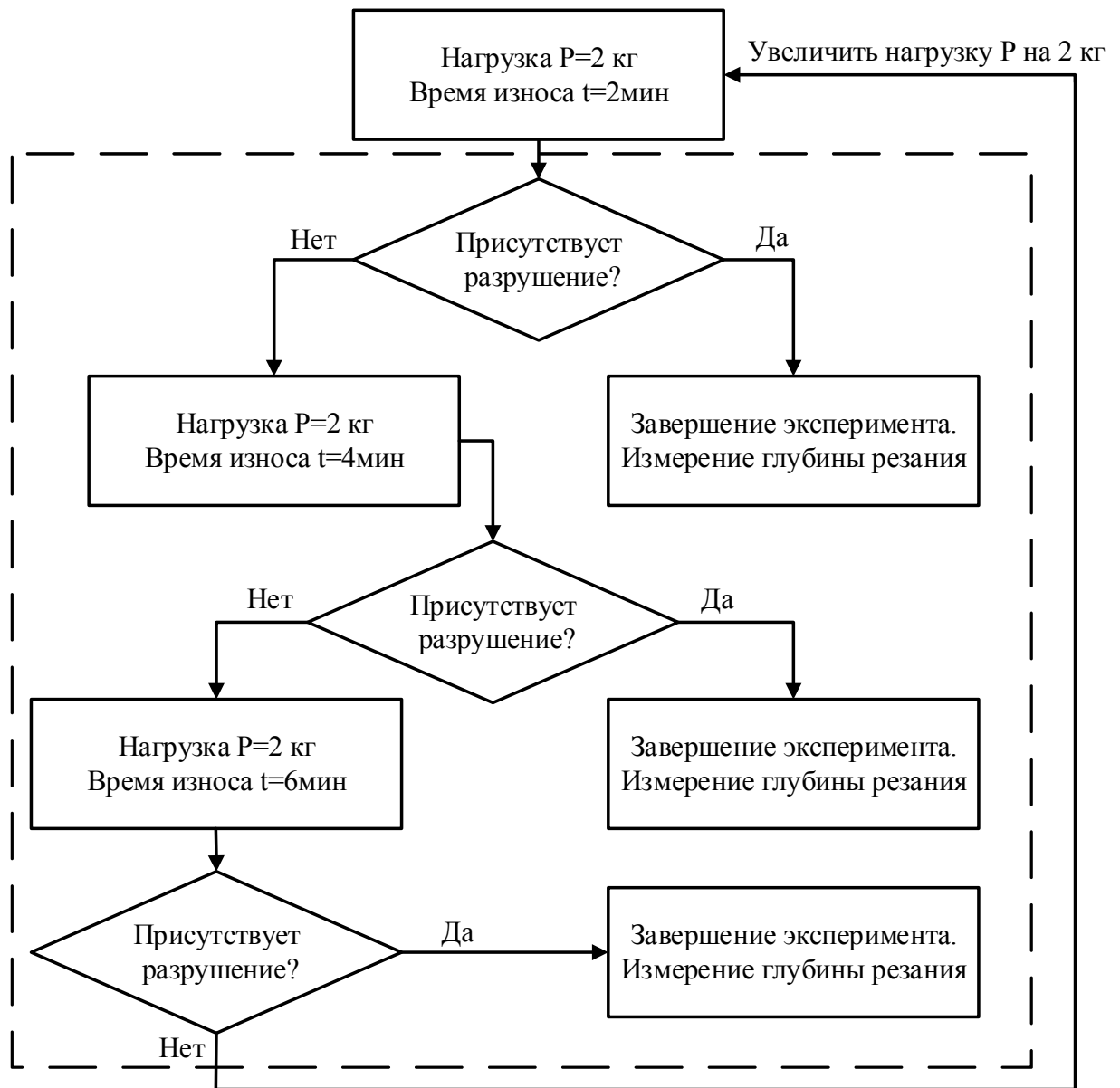


Рисунок 11 – Схема определения осевой нагрузки и времени износа (резание)

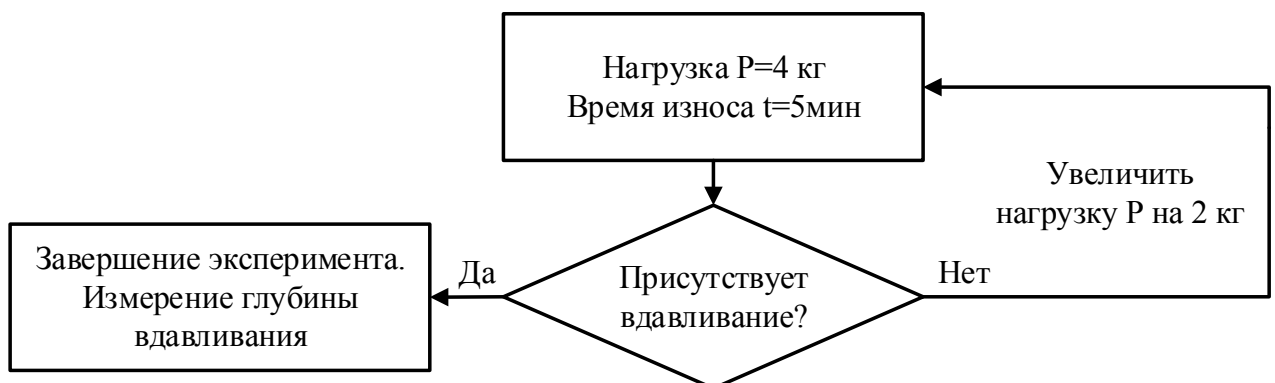


Рисунок 12 – Схема определения осевой нагрузки и времени износа (трение)



Рисунок 13 – А – Цилиндрический стакан; Б – Инструмент с режущим профилем; В – Инструмент с истирающим профилем

Разрушающее воздействие на образцы создавалось с помощью специального инструмента с режущим профилем размером 2x25 мм (рисунок 13 (Б)). Выбор данного инструмента сделан с целью ускорения проведения эксперимента до полного разрушения образца. Также был выбран инструмент с истирающим профилем круглого сечения диаметром 35 мм для имитации фрикционного износа (рисунок 13 (В)), который под действием достаточной осевой нагрузки приводил к деформации образца.

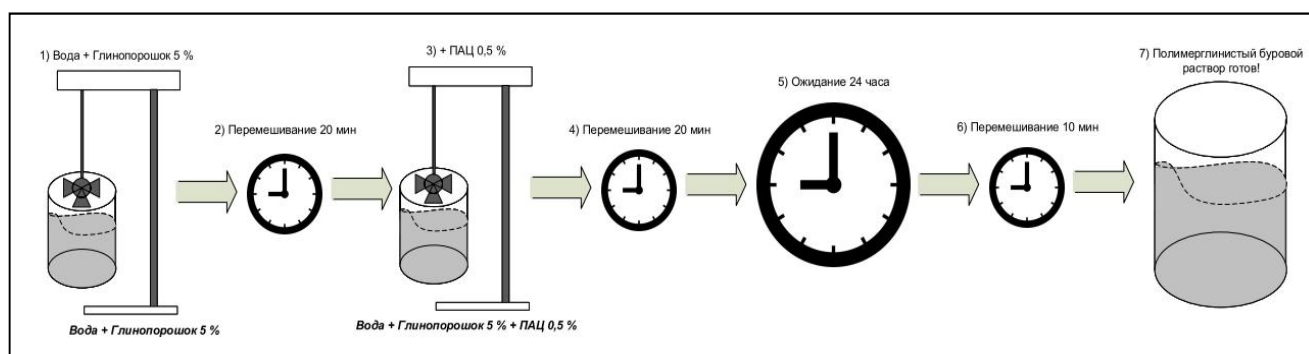


Рисунок 14 – Схема приготовления бурового раствора

В качестве привода экспериментального стенда был использован вертикальный сверлильный станок. Частота вращения была постоянной для всех экспериментов и равна 180 об/минуту. Нагрузка на инструмент создавалась с помощью навески грузов на штурвал станка. Значения нагрузки и времени воздействия (для уточнения стадии износа) подбирались согласно схемам на рисунках 11, 12.

Для ориентировочной оценки прочностных свойств резины на разных экспериментальных точках использовались понятия скорости резания  $V_{рез}$  и скорости трения (вдавливания)  $V_{вд}$ . Под прочностной характеристикой образцов понимается их износостойкость, которая оценивалась обратно пропорционально величинам скорости износа. При этом скорость резания определялась по формуле (7):

$$V_{рез} = \frac{(h_{рез}/t)}{P} \cdot 10^{-4}; \quad (7)$$

где:  $h_{рез}$  – глубина разрушенной части образца, мм

$t$  – время износа,

$P$  – осевая нагрузка, Н.

Скорость резания определялась по формуле (8):

$$V_{вд} = \frac{h_{вд}}{t} \cdot 10^{-3}; \quad (8)$$

где  $h_{вд}$  – глубина вдавленной части образца, мм.

### 3.3 Результаты исследований

В результате исследования износостойкости эластомера ВЗД и нахождения оптимальных параметров выдержки резины ИРП-1226 в растворе хлорида натрия при различной температуре и времени выдержки, были описаны следующие этапы экспериментов.

#### 3.3.1 Эксперимент на износ резанием

Подготовленные и выдержанные в соляном растворе при различных температурах образцы и часть необработанных подвергались резанию с целью наглядного сравнения образцов до (таблица 21) и после обработки (таблица М.1 приложения М). В соответствии с данными таблиц 21 и М.1 была построена диаграмма (рисунок 15), по изменению рядов данных которой можно заключить, что износостойкость образцов для значений температур 25 и 40 градусов не изменилась, независимо от длительности выдержки. Структура

таких образцов близка к структуре необработанных (реперных) образцов. При этом для образцов, обработанных при температуре 60 и 80 градусов, характерно увеличение износостойкости, включая значения при минимальном сроке выдержки. Выдерживая эти образцы 15 и 20 дней, достигается их максимальная износостойкость, что показывают минимальные значения рядов данных для них.

Таблица 21 – Результаты проведения исследований (резание)

Образцы реперного эксперимента (выдержки не подвергались)					
Температура	Осевая нагрузка Р, Н	Время разрушения t, мин	Глубина резания $h_{рез}$ , мм	Сред. знач. глубины резания h, мм	Скорость резания $V_{рез}$ , (мм/с)/Н·10 <sup>-4</sup>
25°С	20	2	7,7	7,8	32,5
			7,8		
			7,9		

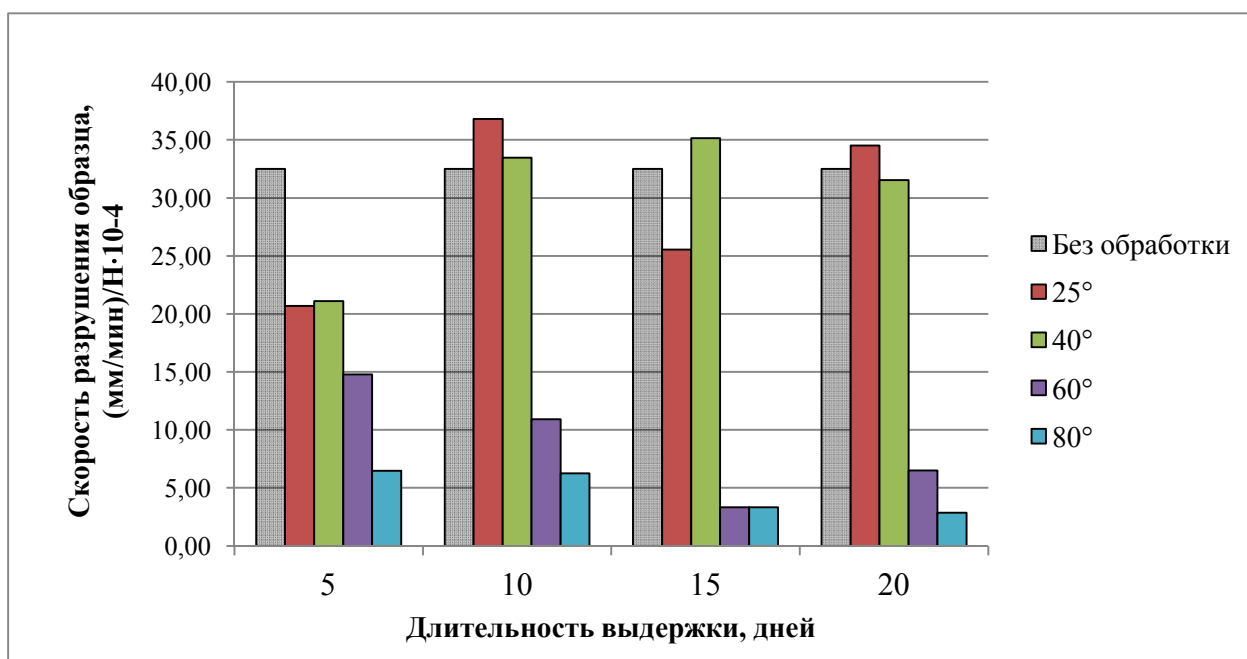


Рисунок 15 – Диаграмма скорости резания образцов резины ИРП-1226 при ее различной обработке

Также, опираясь на полученные данные разрушенных образцов, был построен график зависимости скорости резания от длительности выдержки для разных образцов (рисунок 16), согласно которому, с одной стороны, подтверждаются вышесказанные выводы. С другой стороны, скорость резания образцов, обработанных при температуре 60 и 80 градусов, с ростом величины

выдержки меняется неоднозначно. Параболическая линия тренда такой зависимости позволяет сделать вывод о том, что для данных образцов существует некоторая оптимальная точка, при которой они могут проявлять максимальные прочностные свойства. Для обработанных при 60 градусов, наиболее благоприятным является значение выдержки 15 дней, а для образцов, обработанных при 80 градусах, - 20 дней.

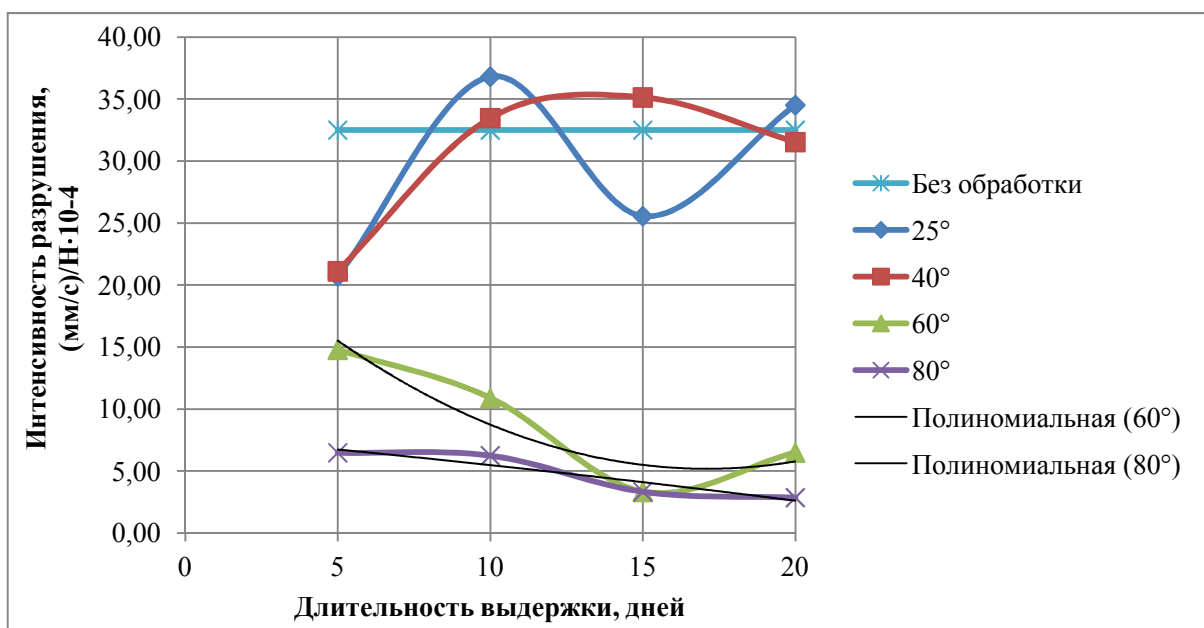


Рисунок 16 – Зависимость скорости разрушения от времени выдержки образцов при различной температуре

### 3.3.2 Описание эксперимента на износ трением

Вторым этапом исследований было изучение зависимости силы трения в паре «резина-буровой раствор - металл» реперных и обработанных образцов. Данные образцы подвергались фрикционному воздействию с целью наглядного сравнения образцов до (таблица 22) и после обработки (таблица М.2 приложения М).

Таблица 22 – Результаты проведения исследований (трение)

Образцы реперного эксперимента (выдержки не подвергались)					
Температура	Осевая нагрузка Р, Н	Время разрушения t, мин	Глубина резания $h_{рез}$ , мм	Сред. знач. глубины резания $h$ , мм	Скорость вдавливания, $(мм/Н) \cdot 10^{-3}$
25°С	40	5	3,28	2,47	61,75
			2,60		
			1,53		

В соответствие с данными таблиц 22 и М.2 была построена диаграмма (рисунок 17), согласно которой износостойкость образцов, обработанных при температуре 25, 40 градусов, увеличивалась незначительно по мере выдержки и в целом сопоставима с износостойкостью необработанных образцов. Обработка образцов в растворе при температуре 60 и 80 градусов способствует значительному увеличению износостойкости, в том числе для минимальной выдержки. Выдерживая образцы 15 и 20 дней, аналогично резанию, достигается их максимальная износостойкость.

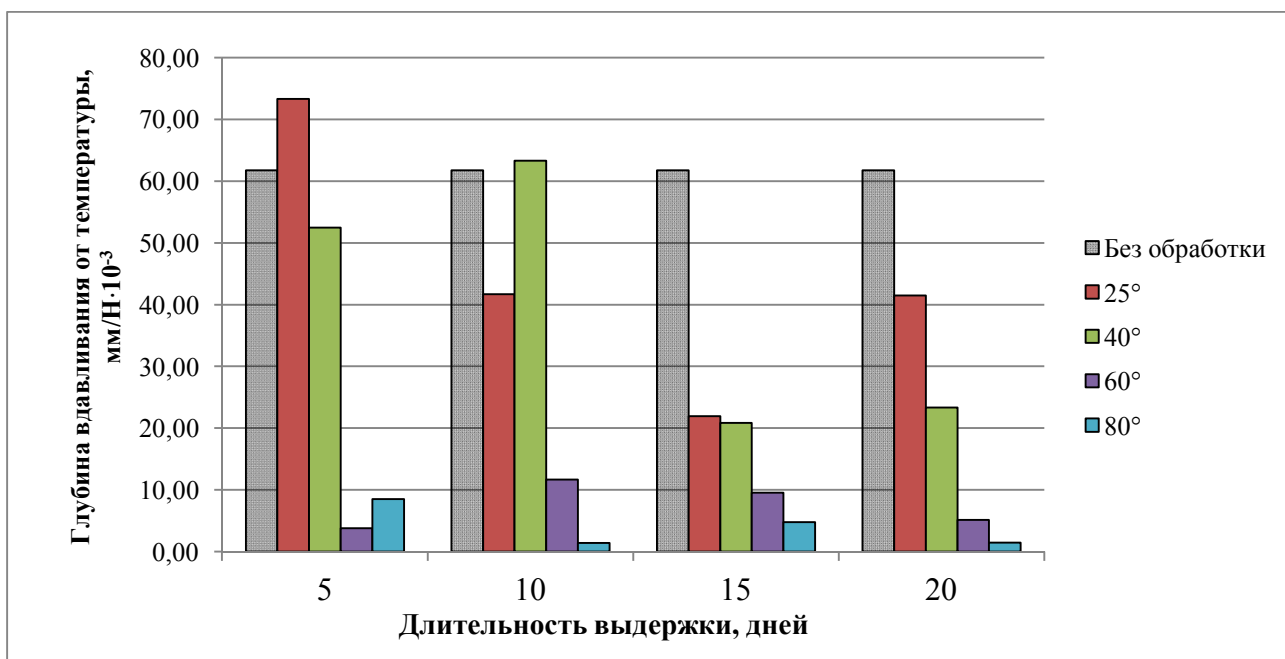


Рисунок 17 – Диаграмма скорости истирания образцов резины ИРП-1226 при ее различной обработке.

Согласно полученным данным, также был построен график зависимости скорости вдавливания от длительности выдержки для различных образцов (рисунок 18). Согласно графику, стоит отметить, что для образцов, обработанных при температуре 25 и 40 градусов, наименьшая скорость вдавливания проявляется при обработке 15 дней. Для образцов, обработанных при температуре 60 и 80 градусов, характерна слабо изменяющаяся зависимость. По линейному тренду такой зависимости можно предположить, что существенного изменения износостойкости образцов с ростом

длительности выдержки не происходит. Наиболее выраженный эффект наблюдается при длительности обработки в 20 дней.

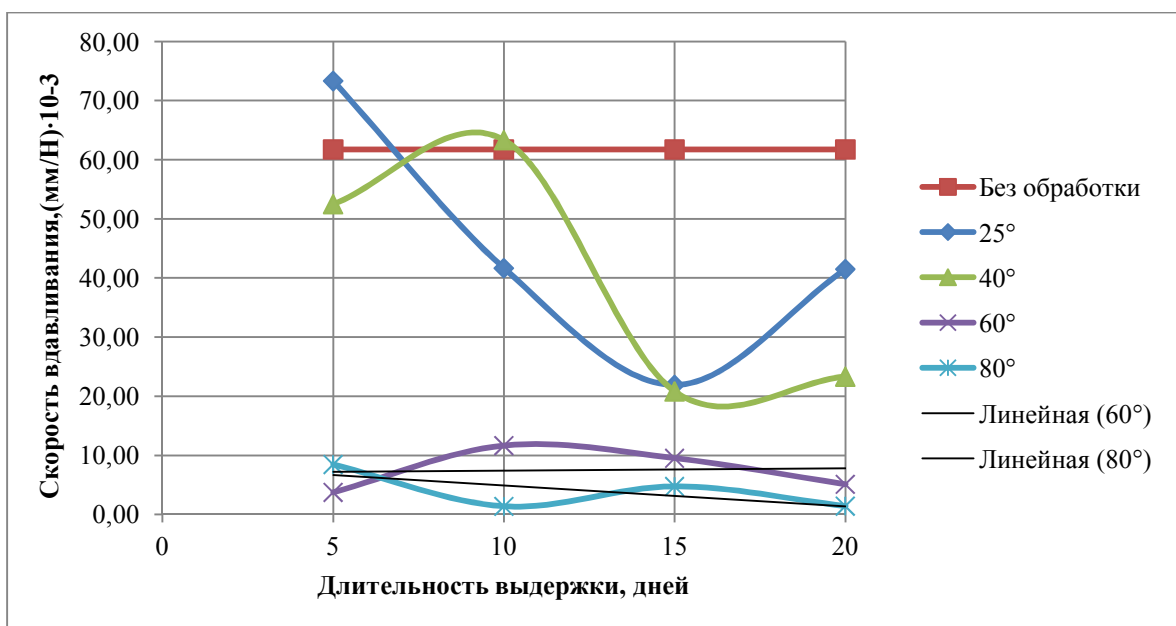


Рисунок 18 – Диаграмма скорости истирания образцов резины ИРП-1226 при ее различной обработки

### 3.4 Рекомендации и направления исследования

В ходе исследования рассмотрено влияние различных температур и времени обработки на устойчивость эластомера к механическому разрушению. Результаты эксперимента показали, что обработка образцов резины ИРП-1226 в растворе NaCl привела к их значительному упрочнению. Был подтвержден, обнаруженный ранее на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин НИ ТПУ г. Томска, эффект влияния температуры на такие свойства как: пластичность, упругость, эластичность и прочность. При ее увеличении наблюдается вымывание пластификатора из эластомера с последующим снижением эластичности и упругости. В то же время по полученным графикам видно, что повышается износостойкость к действию осевых нагрузок. Упрочнение происходит за счет заполнения порового пространства эластомера раствором соли при временной и температурной выдержке. Были выявлены оптимальные температуры и количество дней обработки при износе образцов на резание и трение. Была создана рекомендательная методика оптимальных параметров упрочнения эластомеров. В которой указывается зависимость

количества дней и температуры обработки. А также, после обработки экспериментальных данных, даются конкретные рекомендации по количеству дней и температуре обработки резины в растворе натрия хлор.

Дальнейшие направления исследований:

- Провести эксперименты с увеличенным временем обработки образцов в растворе натрия хлор (25, 30 дней).
- Провести эксперименты с увеличенной температурой обработки (100,120 градусов).
- Провести эксперименты с различными солями, сравнить их результаты с результатами, полученными в данной работе.



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4В	Ушаков Леонид Александрович

<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	

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Ушаков Леонид Александрович		

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

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО «Томскгазпром»**

ОАО «Востокгазпром» – дочернее предприятие ОАО «Газпром». Компания создана в 1999 году, первой в Томской области приступила к добыче природного газа. ОАО «Востокгазпром» занимает ведущие позиции в списке крупнейших предприятий нефтегазовой отрасли Сибирского Федерального округа. В состав ОАО «Востокгазпром» входят добывающий актив компании ОАО «Томскгазпром» и ОАО «Сибметаким». [19]

ОАО «Томскгазпром» обладает правом пользования недрами участков Казанского, Северо-Останинского, Мыльджинского и Васюганского месторождений, расположенных на территории Томской области, с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья.

Основная деятельность предприятия: геологическое изучение, разведка, добыча и переработка углеводородного сырья; капитальное строительство, освоение и обустройство месторождений углеводородного сырья, реализация газа, конденсата, нефти и продуктов переработки; перевод транспорта на газомоторное топливо, строительство и обслуживание газовых заправок.

Организационная структура ОАО «Томскгазпром» представлена на рисунке Н.1 (Приложение Н).

### **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 производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению скважин;
- бурение и крепление ствола скважин;

- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются: данные геологической, технической и технологической части проекта; нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото; справочник для нормирования производимых операций [20].

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [21]. 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 составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\Sigma T_{\text{МОН}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч.}$$

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 (9):

$$T_{B1} = T_{B1}^{\text{ЕНВ}} \cdot h, \quad (9)$$

где:  $T_{B1}^{\text{ЕНВ}}$  – 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 выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [22].

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [23].

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на данном нефтяном месторождении Александровского района приведена в **таблице П.1 приложения П.**

#### **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 (10):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{4489}{315,38} = 14,2 \text{ м/ч}, \quad (10)$$

где:  $H$  – длина скважины, м;

$t_M$  – время механического бурения, час

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (11):

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{СПО}} = \frac{4489}{315,38 + 14,0} = 13,63 \text{ м/ч}, \quad (11)$$

где:  $t_{СПО}$  – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле (12):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k} = \frac{4489 \cdot 720}{612,42} = 5277,55 \text{ м/ст.мес.}, \quad (12)$$

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

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (13):

$$h_{cp} = \frac{H}{n} = \frac{4489}{4} = 1122,25 \text{ м}, \quad (13)$$

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 612,42 часов или 25,52 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 нефтяном месторождении Александровского района приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1. Вышкомонтаж	45													
2. Бурение	25,5													
3. Испытание	10,4													

#### 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 [24], в части II – на строительные и монтажные работы [25], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [26].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [27] 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 Р в таблицах Р.1 и Р.2.**

Для перевод 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 [28].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении С.

Сметную себестоимость строительства скважины  $C_c^{1M}$  можно определить по формуле (14):

$$C_c^{1M} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{329\,474\,463 - 11\,394\,615}{4489} = 70857,6 \text{ руб/м} \quad (14)$$

где:  $C_{см}$  – сметная стоимость строительства скважины, руб;

п – плановые накопления, руб.

Рассчитанные нормативные технико-экономические показатели бурения представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Длина скважины, м	4489
Продолжительность бурения, сут.	25,52
Механическая скорость, м/ч	14,2
Рейсовая скорость, м/ч	13,63
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	5277,55
Проходка на долото, м	1122,25
Стоимость одного метра, руб./м	<b>70857,6</b>

#### 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 С.1, приложение С.**

Проанализировав таблицу можно сделать вывод, что при сооружении скважины наиболее экономически выгодным является использование матричного долота БИТ 220,7 ВТ 613 УМ.

Учитывая, что экономия времени - 6,6 ч, экономия себестоимости метра проходки - 116 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	Ушакову Леониду Александровичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</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»:

<b>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</b>	Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Ю <sub>17</sub> ) на нефтяном месторождении (Томская область, Александровского района)
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной скважины  1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной скважины	<b>1. Производственная безопасность</b> 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 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.
<b>2. Экологическая безопасность</b> 2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;	<b>2. Экологическая безопасность:</b> 2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов,

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

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Ушаков Леонид Александрович		

## 5. Социальная ответственность

### 5.1. Производственная безопасность

На сегодняшний день уделяется большое внимание безопасности при строительстве нефтяных и газовых скважин. В первую очередь это объясняется тем, что данная деятельность представляет собой опасность для здоровья человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

В процессе трудовой деятельности в своей производственной среде человек подвергается вредным и опасным факторам, которые оказывают или могут оказать негативное воздействие на здоровье человека.

Для анализа воздействия каждого из факторов при строительстве нефтяной скважины, а также с целью максимального предотвращения каждого из них, представим их источники в таблице 25.

Таблица 25 – Виды производственных работ, оказывающие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (в соотв. ГОСТ 12.0.003-74) [29]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Эксплуатация бурового оборудования; 2. Бурение ствола скважины; 3. Спуско-подъемные операции; 4. Цементирование скважин под каждую колонну; 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей; 6. Освоение скважины и испытание пласта.	1. Неудовлетворительный микроклимат 2. Повышенная загазованность ; 3. Повышенные уровни шума и вибрации; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Повреждения в результате взаимодействия с живыми организмами	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Поражение электрическим током; 3. Расположение рабочего места на значительной высоте; 4. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.003–83 [30] ГОСТ 12.1.007–76 [31] ГОСТ 12.1.012-2004 [32] ГОСТ 12.4.125-83 [33] ГОСТ 12.2.003-91 [34] СП 52.13330.2011 [35] СНиП 2.04.05-91 [36] МР 2.2.7.2129-06 [37] ГОСТ Р 12.4.213-99[38] ГОСТ 12.1.029-80[39] ГОСТ 12.1.005-88[40] РД 10-525-03 [41] ГОСТ 12.3.003-86 [42] РД 34.21.122-87 [43]

### **5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия**

**Неудовлетворительные метеоусловия рабочей среды.** Работы, связанные со строительством скважин, часто осуществляются на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях.

При проведении работ в зимнее время может произойти обмороживание. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, снижению иммунитета. По желанию заказчика блоки буровой установки могут защищаться тентовыми конструкциями.

Александровский район Томской области относится к «особому» климатическому региону (IA). Так как выполняемые работы на буровой в своем большинстве относятся к категориям IIб (223-290 Вт) и III (более 290 Вт) по энергозатратам организма, то согласно МР 2.2.7.2129-06 можно определить допустимую продолжительность (ч) однократного пребывания и число перерывов для обогрева в смену на открытой территории для данного климатического региона в холодное время.

Таблица 26 – Режимы труда и отдыха в холодное время года [37]

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

К неудовлетворительным метеоусловиям может относиться работа в условиях повышенных температур. В результате последнего нарушается терморегуляция.

При температурах выше 28°С организуют рациональный режим труда путем сокращения рабочего времени. Работающие в неудовлетворительных условиях должны быть обеспечены СИЗ: головной убор, спецодежда, защитные очки, обувь – теплоизоляция и состав которых должны соответствовать ГОСТ 12.4.011-89 [47]. Средства защиты работающих.

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

Источниками шума при строительстве скважины являются различные механизмы, которые работают на различных передачах, различные частоты вращения шкивов, работа дизельных генераторов и пневмосистем буровой установки. В соответствии требованиям [42] шумовой порог для рабочего места не должен превышать 85 дБА. Однако производственный объект включает в себя элементы, для которых характерно превышение уровней шумов над нормами. Среди них: роторный стол (до 115 дБА), буровая лебедка (до 96 дБА), вибропито (98 дБА).

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [2] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Для уменьшения шума на объекте следует использовать средства индивидуальной защиты: наушники, вкладыши, шлемы. В качестве коллективных средств защиты стоит предусмотреть установку кожухов и глушителей, обеспечивающих звукоизоляцию и звукопоглощение.

**Повышенный уровень вибрации.** Воздействие вибрации отражается на нервной и опорно-двигательной системе. У работников подверженных действию вибрации отмечаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [32].

Источники возникновения вибраций на буровой установке при строительстве скважины являются возникающие при работе машин, агрегатов

и буровых насосов неуравновешенных силовых воздействий. Наибольшее воздействие на человека вибраций оказывают работающие вибростата, центрифуга, цементировочные агрегаты и цементно-смесительные машины.

Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют  $0,1 \text{ м/с}^2$  и  $2,0 \text{ мм/с}$  [32].

В качестве средств индивидуальной защиты от вибрации применяются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь. В местах управления различными механизмами должны быть оборудованы специальные виброгасящие коврики под ноги. Предусмотрено также использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания).

### **Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды**

. Во время приготовления буровых растворов, частицы сухих материалов могут проникать в органы дыхания, что может привести к отравлению организма. Аналогичное воздействие на организм человека оказывает загазованность бурового раствора. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [40] при строительстве скважин содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 27.

Таблица 27 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [44].

Наименование вещества	Величина ПДК РЗ, мг/м <sup>3</sup>	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м <sup>3</sup>
Углеводороды	100	Сероводород	3
Диоксид серы	10	Диоксид серы	10
Диоксид углерода	9000	Диоксид углерода	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [36]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [31].

**Недостаточная освещенность рабочей зоны.** Недостаточная освещенность рабочего места является причинами: травматизма, снижения продолжительности работы, повышенного утомления, развития близорукости.

Все рабочее пространство, где проводятся работы, должно освещаться: роторный стол, пульт бурильщика, полаты верхового, блоки циркуляционной системы, вышечно-лебедочный блок, в том числе и лестницы буровой установки.

Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации. Освещение на буровой бывает: естественное, искусственное и аварийное [35]. В зависимости от типа буровой установки, источниками освещения могут служить светильники НОБ-200, 300, ВЗГ-200АМ, РН-100, 200, которые снабжены герметичными стеклами и предохранительными сетками. При большой высоте каркасов укрытий используются светильники большей мощности с ртутно-кварцевыми лампами.

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) [4] и приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Требования к освещению производственного объекта

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

**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 [45].

Наиболее распространенное природно-очаговое заболевание, характерное для района проведения работ, – клещевой энцефалит. Заболевание энцефалитом вызывает тяжелое поражение центральной нервной системы. Активность клещей приходится на конец апреля - середину июня, но их укусы могут быть опасны и в июле, и в августе. Главным профилактическим мероприятием от заболевания являются противоэнцефалитные прививки.

Защита людей от клещевого энцефалита включает в себя:

— соблюдение правил поведения на территории, эндемичной по клещевому вирусному энцефалиту;

— ношение специальной одежды соответствующей требованиям ГОСТ Р 12.4.296-2013 [46];

— применение специальных химических средств индивидуальной защиты от клещей.

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

Также существует риск заболеванием бешенством вследствие укуса любого теплокровного животного, появление которых на объекте не является редкостью. Среди них: лисы, песцы, волки, грызуны и другие. Поэтому вахтовый медицинский работник обязан иметь вакцину от бешенства.

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

**Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.** В результате действия этого фактора может возникнуть механическая травма, которая представляет собой повреждение



тканей, частей тела и органов в результате воздействия внешней механической силы.

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

Мероприятия по устранению опасного объекта включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [4], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны ставиться на учет и испытываться согласно РД 10-525-03 [41]. Весь рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ [47]. "Средства защиты работающих." обеспечивается средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, рукавицами.

**Поражение электрическим током.** Прохождение электрического тока через организм может вызывать у него судороги, нарушение сердечной и дыхательной функций, а также являться причиной смерти. ГОСТ 12.1.019-2009 "ССБТ. Электробезопасность. Общие требования" [48] устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока.

Источниками электропоражений на современной буровой установке являются:

- силовые и преобразовательные трансформаторы;
- распределительные устройства высокого напряжения;
- электрические машины переменного и постоянного тока;
- кабели и провода;
- электрические источники света;
- комплектные устройства управления, защиты и распределения электрической энергии низкого напряжения;
- комплектные тиристорные устройства;

- передвижные электростанции.
- Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:
  - проектирование, монтаж, испытание и эксплуатацию электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ;
  - защиту от прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
  - применение блокировочных устройств (устройство защитного отключения), защитного заземления, зануления буровой установки (расчет заземления приведен в **приложении Т**);
  - применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
  - допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

**Расположение рабочего места на высоте.** Опасность данного фактора определена тем, что в процессе строительства скважин возникает необходимость осуществления спуско-подъемных операций. Их проведение требует нахождения работника на высоте выше норматива, предусмотренного в межотраслевых правилах по охране труда при работе на высоте, составляющего 1,8 м. Сюда относятся полаты, люлька верхового рабочего.

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [4] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного каната и предохранительного пояса;
- 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.

Запрещается работа на высоте в случаях: ливня, грозы, гололедицы, сильного снегопада и при ветре 5 баллов и более на открытых местах.

**Пожаровзрывоопасность.** Источниками пожара на буровой установке чаще всего являются: горящие или накалинные тела, электрические разряды, выделяемая теплота от механических воздействий, искры от удара и трения [4]. Согласно ФЗ-123, буровая установка относится к повышенной категории (А) по пожарной и взрывопожарной опасности.

Наибольшую опасность источники пожара приобретают при риске ГНВП. 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 Т);

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- установка на объекте системы оповещения (звуковой сигнализации) всего персонала, занятого на буровой.
- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [4]);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

В случае возникновения пожара должны быть заранее соблюдены основные правила: установка трех пожарных стояка (два с соединительными гайками на водяной линии и один - на манифольдной линии бурового насоса);

размещение в силовом и насосном сараях в количестве 1 шт на каждую огнетушителей ОП-10 и ОП-50, лопаты, пожарное ведро, лом, ящик с песком емкостью 0,5м<sup>3</sup>.

## **5.2 Экологическая безопасность**

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

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

Селитебная зона в районе воздействия объекта отсутствует.

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

Наиболее распространенные причины проникновения загрязнителей в объекты геологической среды следующие:

- нарушение герметичности обсадных колонн и цементного камня в заколонном пространстве;
- поглощение бурового раствора при промывках скважины, проникновение водной фазы в проницаемые отложения;
- некачественное цементирование, недоподъем тампонажного раствора.

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

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;

- контроль герметичности амбара при применении технологии амбарного бурения;
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора.

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

По завершении строительства скважин необходимо провести рекультивацию нарушенных земель. Способ рекультивации определяется на основании требований ГОСТ 17.5.1.02-85 "Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации". По завершению буровых работ необходимо выполнить следующие мероприятия:

- засыпать все амбары, траншеи, разравнять обваловку и спланировать площадку;
- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- восстановление растительности на нарушенных площадях работ путем проведения биологического этапа рекультивации, включающий посев многолетних трав с внесением минеральных удобрений. [34]

### **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 5.5.

Таблица 5.5 – 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 ПБНГП [4]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность 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 ПБНГП [4]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана герметизировать устье скважины, известить руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98.

## **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.

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

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» [49].

- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- 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» [50].

## **Заключение**

В данной выпускной квалификационной работе были разработаны оптимальные технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтяном месторождении Томской области Александровского района согласно техническому заданию.

В результате проведения анализа геологических условий скважины, рассчитан профиль скважины, выбраны конструкция скважины, способ бурения, спроектирована компоновка низа буровой колонны под каждый из интервалов, приведен расчет по заканчиванию скважины (количество обсадных колонн, расчет на наружное и внутреннее избыточное давление, гидравлический расчет цементирования скважины и т.п.).

Анализ выделенной проблемы и результаты исследований в специальной части работы показали, что проведение экспериментов является важной и актуальной работой, требуется дальнейшая разработка методики проведения экспериментов.

В разделе «Социальная ответственность» разобраны вопросы производственной и экологической безопасности, в том числе при чрезвычайных ситуациях, проанализированы вредные и опасные факторы, возникающие при проведении буровых работ.

В разделе «Финансовый менеджмент» приведен полный алгоритм расчета сметной стоимости, составлен линейный календарный график выполнения работ, определена стоимость всех работ по строительству скважины.

Рассмотренные вопросы и приведенные решения отвечают содержанию выделенным проблемам и способствуют быстрому, качественному и безопасному строительству скважины.



### Список используемых источников:

1. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс]: учеб. пособие / Л.Н. Долгих; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь: Изд-во Пермского гос. технического ун-та, 2007. – 189 с. – Режим доступа: <http://www.geokniga.org/bookfiles/geokniga-kreplenie-ispytanie-i-osvoenie-neftyanyh-i-gazovyh-skvazhin.pdf>, свободный. – Заг. с тит. экрана (дата обращения: 19.04.2018).
2. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин : учеб. пособие / С. В. Каменских [и др.]. – Ухта: УГТУ, 2014. – 231 с.: ил.
3. 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.
4. 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";
5. Ефимченко С.И. Расчеты ресурса несущих элементов буровых установок: учебное пособие / С.И. Ефимченко. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001 г. - 171 стр.
6. Бочарников, В.Ф. Оборудование обвязки обсадных колонн: методические указания к лабораторным работам/ В.Ф. Бочарников, А.Е. Анашкина, А.Е. Савин. – Тюмень: издательство ГОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», 2008.- 32 с., ил.
7. Рустамов, Р.Г. Повышение износостойкости наддолотных калибраторов / Р.Г. Рустамов // Проблемы геологии и освоения недр: сб. науч. тр. / СКФУ. – Ставрополь, 2014. – XVIII симпозиум. – С. 366-368.
8. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин : учеб. пособие / С. А. Кейн. – Ухта : УГТУ, 2014. – 119 с.

9. Верховцев, П.Н. Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ОАО «РН-Няганьнефтегаз» / П.Н. Верховцев, М.В. Елесин, Р.Ф. Исламгалиев // Технологии бурения и заканчивания скважин: доступ к запасам в действии. – 2014. - № 2`2014. – С. 19-23.
10. Анализ видов разрушения рабочих органов винтовых забойных двигателей по результатам их использования в ООО «Кубаньбур-газ» / С.А. Акопов, Г.П. Шелудько, Р.В. Карапетов // Материалы XXXI науч.-техн. конференции по результатам работы за 2000 год: тез. докл. Ставрополь: СевКавГТУ. 2001. С. 85.
11. Овчинников В.П. Винтовые забойные двигатели для бурения скважин: Монография/ В.П. Овчинников, М.В. Двойников, Д.Р. Аминов, А.И. Шиверских. – Тюмень: ООО «Печатник», 2009. – 204 с.
12. Винтовые забойные двигатели фирмы «Радиус-Сервис» / Андоскин В.Н., Астафьев С.П., Выгузов А.М., Кобелев К.А. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2012. Т. 1. № 2. С. 16-21.
13. Мельников В. В. Анализ опыта изучения влияния температуры на характеристики резины эластомеров винтовых забойных двигателей / В. В. Мельников ; науч. рук. А. В. Епихин // Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Евразии : материалы Всероссийской конференции с международным участием, г. Томск, 23-27 ноября 2015 г. – Томск : Изд-во ТПУ, 2015. – С. 615-619.
14. Плотников В.М., Фуфачев О.И. Тепловой расчет резиновой обкладки статоров винтовых забойных двигателей, главн. научн. сотруд., ООО "ВНИИБТ - Буровой инструмент" [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.pereplet.ru/nauka/>
15. Кучкоров, И.Б. Анализ классификации резин с целью поиска новых вариантов исполнения эластомеров винтовых забойных двигателей / И.Б. Кучкоров, А.В. Епихин // материалы XVIII Международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2017»: сб. науч. тр. / УГТУ. – Ухта, 2018. – С. 45.

16. Осипов Дмитрий Александрович. Гидромеханическое поведение и усталостная выносливость секции рабочих органов винтового забойного двигателя : Дис. канд. техн. наук : 01.02.04 : Пермь, 2004 172 с.
17. Никитенко, В. М. Технологические процессы в машиностроении : текст лекций / В.М. Никитенко, Ю. А. Курганова. – Ульяновск : УлГТУ, 2008. – 212 с.
18. Шульга Д.К., Епихин А.В. Оценка влияния температурного фактора на устойчивость эластомера винтового забойного двигателя к механическому износу / Д. К. Шульга ; науч. рук. А. В. Епихин // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXI Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина, Томск, 3-7 апреля 2017 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2017. — Т. 2. — [С. 804-808].
19. [www.vostokgazprom.gazprom.ru](http://www.vostokgazprom.gazprom.ru) - официальный сайт ОАО «Востокгазпром» (дата обращения: 24.05.2018)
20. Романюк В.Б. Методические указания для выполнения раздела ВКР «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, и ресурсосбережение». – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2001. – 27 с
21. 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)
22. 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-skvazhinahproburenyih-na-neft-i-gaz.html](http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinahproburenyih-na-neft-i-gaz.html) (дата обращения: 03.06.2018).
23. 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).

24. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
25. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.
26. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
27. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.
28. 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”.
29. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
30. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
31. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
32. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
33. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация
34. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
35. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
36. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
37. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях

38. 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.
39. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.
40. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
41. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
42. ГОСТ 12.3.003-86 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные.
43. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты оснований и сооружений.
44. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
45. Р 3.5.2.2487-09 «Руководство по медицинской дезинсекции»;
46. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных);
47. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
48. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
49. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования
50. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования

## 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	50	50	Четвертичная система	Q	2,50
50	260	210	Некрасовская серия	P <sub>3</sub>	1,30
260	400	140	Тавдинская свита	P <sub>2</sub>	1,30
400	595	195	Люлинворская свита	P <sub>2</sub>	1,20
595	675	80	Талицкая свита	P <sub>1</sub>	1,20
675	825	150	Ганькинская свита	K <sub>2</sub>	1,20
825	885	60	Славгородская свита	K <sub>2</sub>	1,20
885	955	70	Ипатовская свита	K <sub>2</sub>	1,20
955	965	10	Кузнецовская свита	K <sub>2</sub>	1,20
965	1755	790	Покурская свита	K <sub>1-2</sub>	1,20
1755	1800	45	Алымская свита	K <sub>1</sub>	1,15
1800	2235	435	Ванденская свита	K <sub>1</sub>	1,15
2235	2355	120	Тарская свита	K <sub>1</sub>	1,15
2355	2670	315	Куломзинская свита	K <sub>1</sub>	1,15
2670	2685	15	Баженовская свита	J <sub>3</sub>	1,10
2685	2780	95	Васюганская свита	J <sub>2-3</sub>	1,10
2780	3210	430	Тюменская свита	J <sub>2</sub>	1,10
3210	3240	30	Салатская свита	J <sub>1-2</sub>	1,10
3240	3270	30	Тогурская свита	J <sub>1</sub>	1,10
3270	3300	30	Урманская свита	J <sub>1</sub>	1,10
3300	3370	70	Палеозой	Pz	1,10

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	50	пески глины	60 40
P <sub>3</sub>	50	260	пески глины алевриты	60 30 10
P <sub>2</sub>	260	400	глины алевриты	90 10
P <sub>2</sub>	400	595	глины алевролиты	90 10
P <sub>1</sub>	595	675	глины алевролиты	70 30
K <sub>2</sub>	675	825	глины алевролиты	60 40

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
K <sub>2</sub>	825	885	глины алевролиты	70 30
K <sub>2</sub>	885	955	глины	100
K <sub>2</sub>	955	965	глины алевролиты	80 20
K <sub>1-2</sub>	965	1755	глины песчаники алевролиты	25 50 25
K <sub>1</sub>	1755	1800	глины песчаники алевролиты	30 40 30
K <sub>1</sub>	1800	2235	песчаники алевролиты глины	40 40 20
K <sub>1</sub>	2235	2355	песчаники алевролиты аргиллиты	60 20 20
K <sub>1</sub>	2355	2670	алевролиты песчаники аргиллиты	70 20 10
J <sub>3</sub>	2670	2685	аргиллиты	100
J <sub>2-3</sub>	2685	2780	песчаники алевролиты аргиллиты	45 10 45
J <sub>2</sub>	2780	3210	песчаники алевролиты аргиллиты	45 10 45
J <sub>1-2</sub>	3210	3240	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10
J <sub>1</sub>	3240	3270	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10
J <sub>1</sub>	3270	3300	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10
Pz	3300	3370	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 промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	пески глины	1,9 2,2	30 10	1500 0	10 100	0 0	0 10	1 5	10 4	мягкая мягкая
P <sub>3</sub>	50	260	глины пески алевриты	2,2 1,9 2,0	10 30 17	0 200 10	100 20 35	0 0 0	10 0 0	5 5 5	4 10 10	мягкая мягкая мягкая
P <sub>2</sub>	260	400	глины алевриты	2,4 2,0	10 20	0 20	100 35	0 0	10 0	4 4	4 10	мягкая мягкая
P <sub>2</sub>	400	595	глины алевролиты	2,2 2,1	10 15	0 5	100 50	0 0	10 0	5 5	4 10	мягкая мягкая
P <sub>1</sub>	595	675	глины алевролиты	2,2 2,1	10 15	0 20	100 50	0 5	10 0	5 5	4 10	мягкая мягкая
K <sub>2</sub>	675	825	глины алевролиты	2,2 2,1	10 20	0 15	100 50	5 0	10 0	5 5	4 10	мягкая мягкая
K <sub>2</sub>	825	885	глины алевролиты	2,3 2,2	10 15	0 15	100 40	0 0	10 10	4 4	4 10	мс мс
K <sub>2</sub>	885	955	глины	2,4	15	0	100	5	10	1	4	мс
K <sub>2</sub>	955	965	глины алевролиты	2,4 2,2	10 15	0 15	100 40	0 0	10 10	4 4	4 10	мс мс
K <sub>1-2</sub>	965	1755	глины песчаники алевролиты	2,4 2,1 2,2	15 20 20	0 500 50	100 20 20	5 0 5	10 15 20	5 5 5	4 10 6	мс мс мс
K <sub>1</sub>	1755	1800	глины песчаники алевролиты	2,4 2,1 2,2	15 25 20	0 25 50	100 20 20	3 3 3	15 20 20	5 5 5	4 10 6	мс мс мс
K <sub>1</sub>	1800	2235	песчаники алевролиты глины	2,2 2,2 2,4	30 20 5	20 15 0	20 20 100	3 3 3	20 20 15	2,5 2,5 4	10 6 4	средняя средняя средняя



Продолжение таблицы – А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K <sub>1</sub>	2235	2355	песчаники	2,2	22	20	20	3	20	3,5	10	средняя
			алевролиты	2,2	20	15	20	3	20	2,5	6	средняя
			аргиллиты	2,4	10	0	100	3	15	3,5	6	средняя
K <sub>1</sub>	2355	2670	аргиллиты	2,4	17	0	100	3	15	5	6	средняя
			алевролиты	2,3	20	15	15	3	20	5	6	средняя
			песчаники	2,2	24	10	20	3	20	5	10	средняя
J <sub>3</sub>	2670	2685	аргиллиты	2,5	16	5	100	10	50	2	6	средняя
J <sub>2-3</sub>	2685	2780	песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2,4	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J <sub>2</sub>	2780	3210	песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J <sub>1-2</sub>	3210	3240	песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J <sub>1</sub>	3240	3270	песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J <sub>1</sub>	3270	3300	песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	средняя
Pz	3300	3370	известняки	2,65	0,1-16	2	20	80	170	4	4	твердые

А.4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений, кгс/см <sup>2</sup> на 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	50	-	0,100	-	0,100	-	0,200	-	0,220	14
P <sub>3</sub>	50	260	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	20
P <sub>2</sub>	260	400	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	24
P <sub>2</sub>	400	595	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	29
P <sub>1</sub>	595	675	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	32
K <sub>2</sub>	675	825	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	36
K <sub>2</sub>	825	885	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	37
K <sub>2</sub>	885	955	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	39
K <sub>2</sub>	955	965	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	40
K <sub>1-2</sub>	965	1755	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,220	0,220	62
K <sub>1</sub>	1755	1800	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,220	0,220	63
K <sub>1</sub>	1800	2235	0,100	0,100	0,125	0,125	0,165	0,165	0,220	0,220	75
K <sub>1</sub>	2235	2355	0,100	0,100	0,125	0,125	0,165	0,165	0,220	0,220	79
K <sub>1</sub>	2355	2670	0,100	0,100	0,125	0,125	0,165	0,165	0,220	0,220	87
J <sub>3</sub>	2670	2685	0,102	0,102	0,130	0,130	0,160	0,160	0,230	0,230	88
J <sub>2-3</sub>	2685	2780	0,102	0,102	0,130	0,130	0,160	0,160	0,230	0,230	90
J <sub>2</sub>	2780	3210	0,102	0,102	0,130	0,130	0,160	0,160	0,230	0,230	102
J <sub>1-2</sub>	3210	3240	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	103
J <sub>1</sub>	3240	3270	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	104
J <sub>1</sub>	3270	3300	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	105
Pz	3300	3363	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	107

## 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>	Фазовая проницаемос ть, мдарси	Относится ли к источникам водоснабжения
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	
Нефтеносность								
J <sub>2-3</sub> (Ю <sub>1</sub> )	2685	2715	поровый	0,700	200	73,5	-	-
J <sub>2</sub> (Ю <sub>13</sub> )	3180	3210	поровый	0,650	200	73,5	-	-
J <sub>1</sub> (Ю <sub>17</sub> )	3270	3300	поровый	0,600	200	73,5	-	-
Pz	3300	3330	трещинный	0,600	200	73,5	-	-
Газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют								
Водоносность								
Q-P <sub>3</sub>	0	260	поровый	1,00	-	-	200	Да
K <sub>1-2</sub>	965	1755	поровый	1,01	200	-	500	Нет
K <sub>1</sub>	1755	2670	поровый	1,01	10	-	15	Нет
J <sub>3</sub> -J <sub>2</sub>	2670	3210	поровый	1,01	10	-	15	Нет
J <sub>1-2</sub> -J <sub>1</sub>	3210	3300	поровый	1,01	10	-	15	Нет
Pz	3300	3370	поровый	1,024	10	-	15	Нет

## 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 – K <sub>2</sub>	0	965	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>2</sub> – K <sub>1</sub>	965	2235		
Pz	3300	3370		
Q – K <sub>2</sub>	0	965	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, подъём бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам
K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>	965	2235		
K <sub>1</sub> – J <sub>2</sub>	2235	3210		
J <sub>2</sub> –Pz	3210	3370		
Q – K <sub>2</sub>	0	965	Прихватопасные зоны	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы; оставление бурового инструмента без движения; увеличение плотности выше проектной
K <sub>1-2</sub> – K <sub>1</sub>	965	2235		
K <sub>1</sub> – J <sub>2</sub>	2235	3210		
K <sub>1-2</sub>	965	1755	Водопроявления	Несоблюдение параметров БР, снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъёма инструмента; тип проявления: перелив воды
K <sub>1</sub>	1755	2670		
J <sub>3</sub> – J <sub>2</sub>	2670	3210	Нефтепроявления	
J <sub>1-2</sub> – Pz	3210	3370		

## Приложение Г.

### Проектирование профиля основного ствола

Таблица Г.1 – Данные по запроектированному профилю скважины

Тип профиля	Пятиинтервальный профиль с горизонтальным участком ствола											
Исходные данные для расчета												
Глубина скважины по вертикали, м	3285,00			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м					0,034			
Глубина вертикального участка скважины, м	600			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/м					0,237			
Отход скважины, м	1900			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м					-			
Длина интервала бурения по пласту, м	1000			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м					0,009			
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце участка набора угла, град					17,30			
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					86,1			
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	90			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					86,1			
№ 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	600	600	0	0	0	0	0	0	600	600	
2	600	1100	500	0	74,73	74,73	0	17,3	600	1107	507	
3	1100	3100	2000	74,73	686,19	611,46	17,3	17,3	1107	3199	2092	
4	3100	3270	170	686,19	900,15	213,96	17,3	86,1	3199	3489	290	
5	3270	3285	15	900,15	1336,73	436,58	86,1	90,0	3489	3926	437	
6	3285	3285	0	1336,73	1900	563,27	90,0	90,0	3926	4489	563	
Итого	Σ		3285	Σ		1900	-	-	Σ		4489	

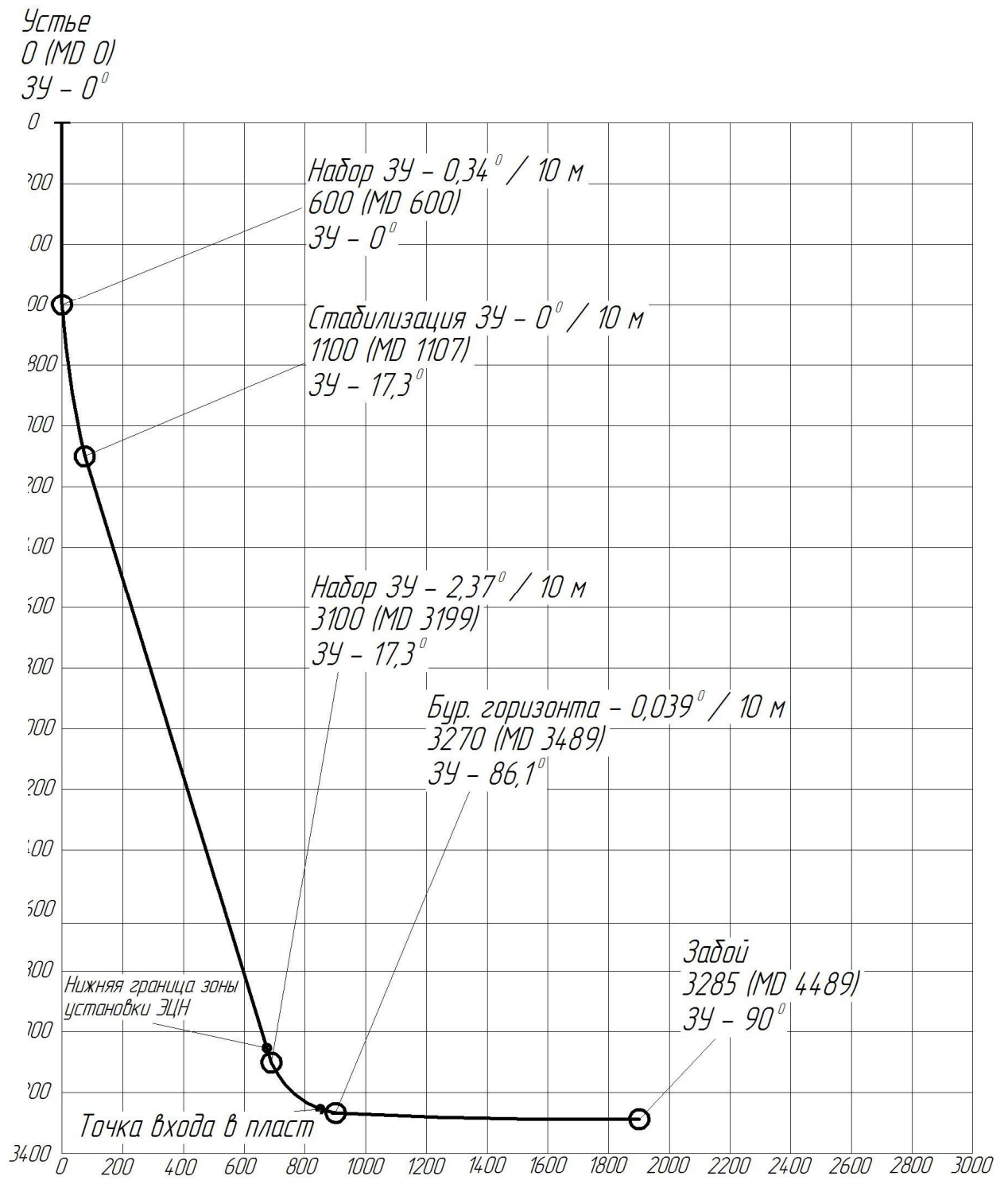


Рисунок Г.1 – Проектный профиль скважины

## Приложение Д.

### Данные по проектированию конструкции скважины

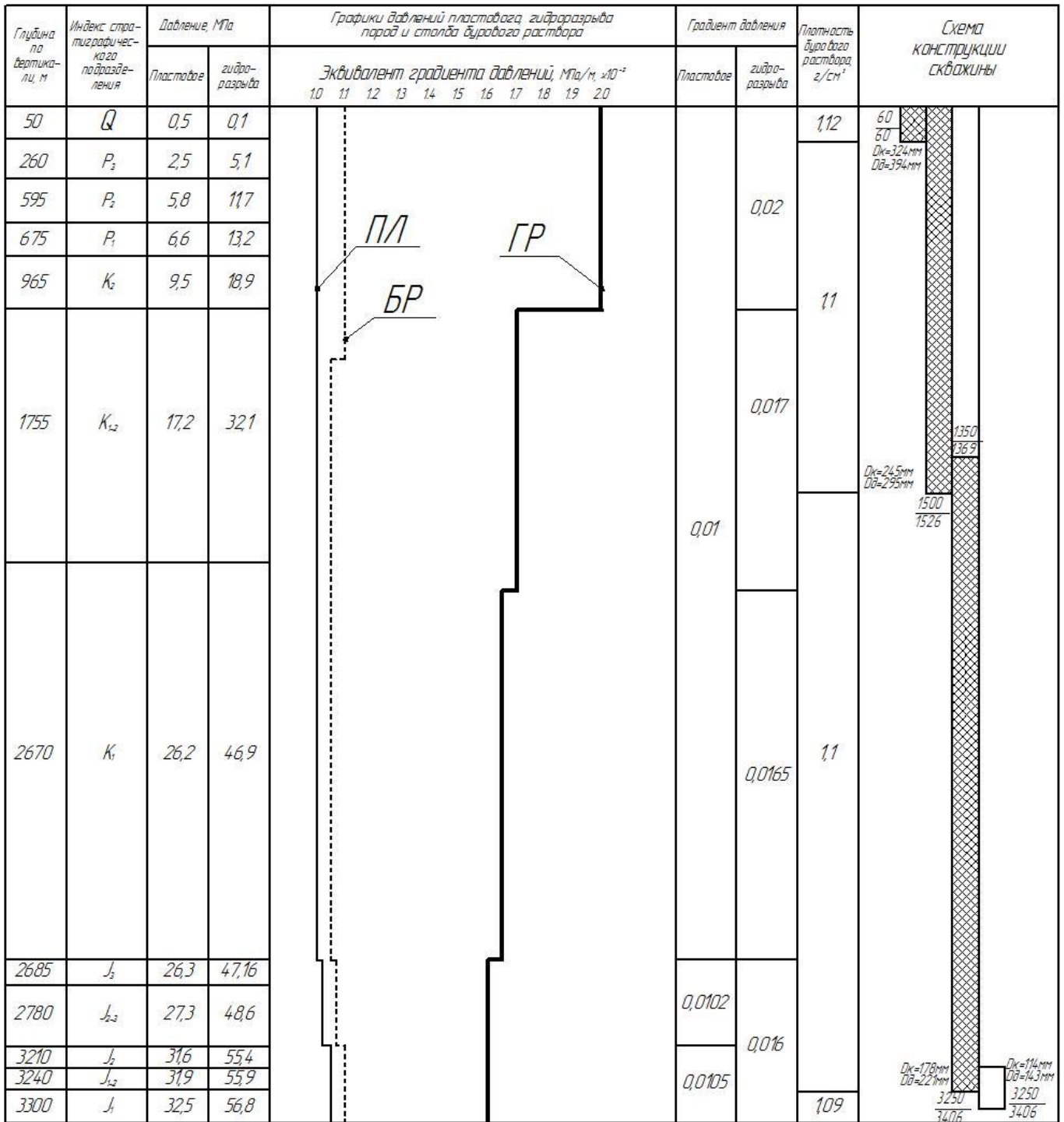


Рисунок Д.1 – Совмещенный график давлений

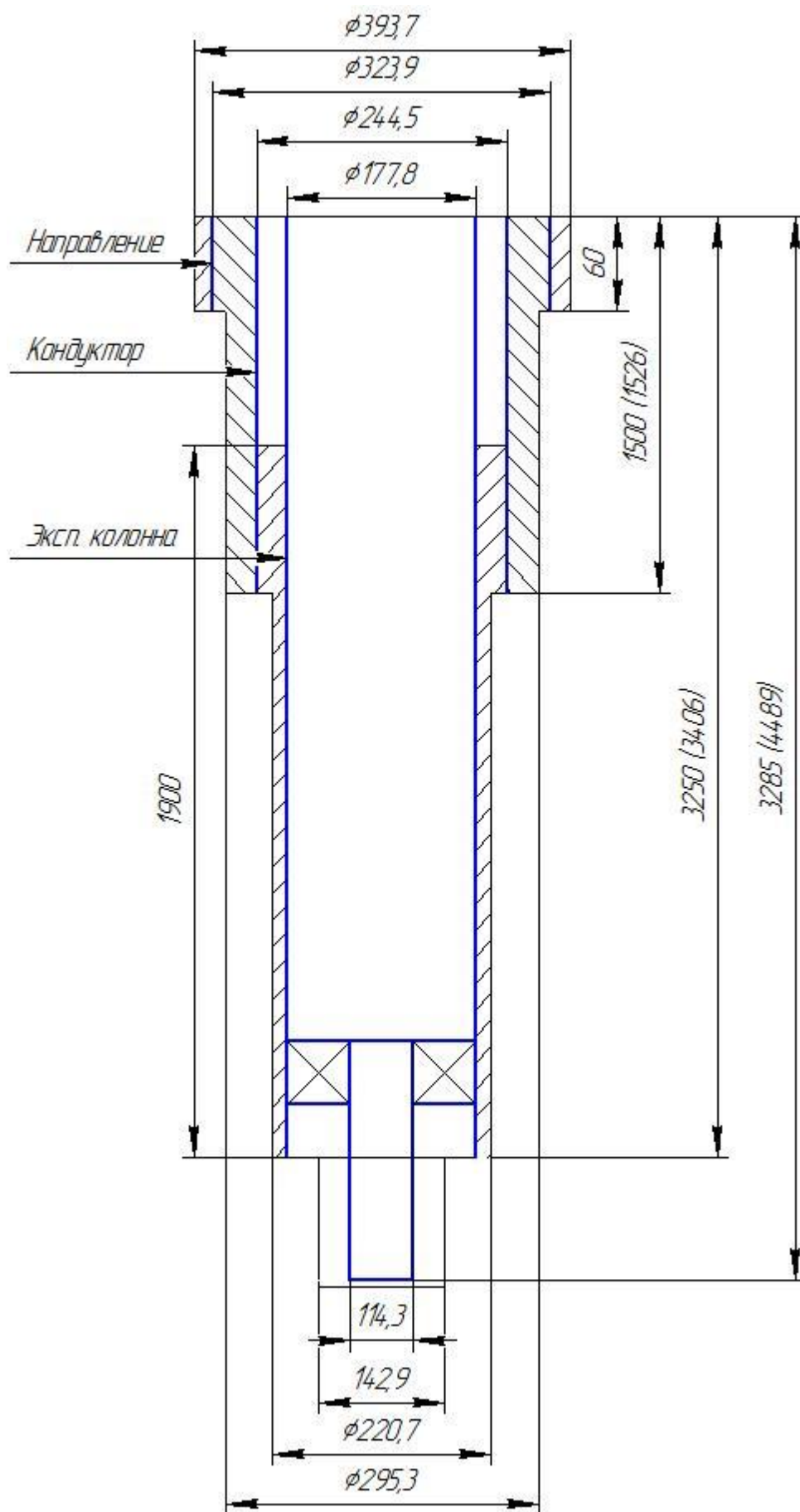


Рисунок Д.2 – Конструкция скважины



Таблица Д.1 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Расчетная по вертикали	Запроектиро-ванная по вертикали	Расчетная по стволу	Запроекти-рованная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	60	60	60	60	0 - 60	0 - 60	323,9	393,7
Кондуктор	1500	1500	1526	1526	0 - 1500	0 - 1526	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3250	3250	3406	3406	1350-3250	1369-3406	177,8	220,7
Хвостовик	3285	3285	4489	4489	-	-	114,3	142,9

**Приложение Е.**  
**Выбор долот по интервалам**

Таблица Е.1 – Обоснование конструктивных характеристик выбранных долот

Долото	Число лопастей	Диаметр резцов	Материал корпуса	Опции долота	Длина профиля долота
БИТ 393,7 В 419 У IADC S223	4	19 мм	Стальной (S)	У	Средняя (3)
	Средневзвешенное значение твердости пород интервала соответствует мягким горным породам. Целесообразно использование наименьшего числа лопастей, предпочтительней использовать резцы наибольшего диаметра в целях снижения глубины резания-скалывания породы. Для мягких пород наиболее применителен стальной корпус (S), поликристаллические вставки зафиксированы в нем с помощью пайки.			В целях сопротивления абразивному износу (пачки представлены абразивными горными породами), предусмотрена для долота дополнительная опция У – резцы наивысшей абразивостойкости.	Вертикальный участок профиля не требует повышенного внимания к управляемости долота, поэтому длину профиля долота следует принять средней
БИТ 295,3 В 619 У IADC S323	6	19 мм	Стальной (S)		С учетом неинтенсивного искривления на интервале 600-1100 м (0,034 град/м), длину корпуса принять средней.
	Интервал бурения под кондуктор представлен породами мягкой и средней твердости. В разрезе встречается более твердый песчаник, долото следует спроектировать шестилопастным. Резцы применить аналогично предыдущему интервалу – абразивостойкими, 19 мм				
БИТ 220,7 ВТ 613 У IADC S432	6	13 мм	Стальной (S)	У, Т	Короткий (2)
	Интервал бурения под ЭК самый протяженный и представлен абразивными породами средней твердости. С учетом роста твердости горных пород с углублением, для увеличения глубины резания разбуриваемой породы, резцы следует использовать диаметром 13 мм.			Резцы наивысшей абразивостойкости (У) - в целях сопротивления абразивному износу. Серия управляемых долот (Т) и короткий профиль (2) с большой точностью обеспечит параметры искривления и качественный ствол	
БИТ 142,9 ВТ 613 У IADC S432					

Таблица Е.2 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-60	60-1500	1500-3250	3250-3285
Шифр долота		БИТ 393,7 В 419 У IADC S223	БИТ 295,3 В 619 У IADC S323	БИТ 220,7 ВТ 613 У IADC S432	БИТ 142,9 ВТ 613 У IADC S432
Тип долота		PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	142,9
Тип горных пород		M3	MC3	C3	C3
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117	3-88
	API	6 5/8 REG	6 5/8 REG	4 1/2 REG	3 1/2 REG
Длина, м		0,455	0,39	0,383	0,25
Масса, кг		176,0	80	47,0	15,5
G, тс	Рекомендуемая	5-12	2-10	2-10	2-8
	Предельная	12	12	12	10
n, об/мин	Рекомендуемая	80-400	80-440	60-400	60-200
	Предельная	400	440	400	200

## Приложение Ж.

### Технические характеристики винтовых забойных двигателей

Таблица Ж.1 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	ДРУ-240.6/7.40	ДРУ-195.9/10.23	ДРУ-127.9/10.23
Интервал, м	60-1500	1500-3250	3250-3285
Наружный диаметр, мм	240	195	127
Длина, м	8,375	5,470	5,245
Масса, кг	1980	1020	375
Расход жидкости, л/с	30-50	25-35	10-20
Число оборотов, об/мин	77-128	106-147	114-228
Максимальный рабочий момент, кН*м	18,22	5,48	0,98
Мощность двигателя, кВт	94-157	117-163	10-21
Заходность ротор/статор, Z <sub>p</sub> /Z <sub>ст</sub>	6/7	9/10	9/10
Присоединительная резьба (долото/труба)	3-152/3-171	3-117/3-171	3-88/3-102

Бурение интервала под кондуктор и последующих колонн характеризуется применением соответствующих им винтовых забойных двигателей, выбор которых зависит от проходимости по стволу, передачи необходимого крутящего момента долоту, запроектированного расхода промывочной жидкости, геологических особенностей. На основании первых двух условий в табл. 8 приведены рассчитанные основные параметры при выборе ВЗД – диаметр забойного двигателя  $D_{зд}$ , требуемый крутящий момент  $M_p$ , обеспечивающий работу  $M_o$  долота под действием осевой нагрузки  $G_{oc}$  и преодоление трения в опорах  $M_{уд}$ .

## Приложение И.

### Компоновка низа бурильной колонны

Таблица И.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	60	БИТ 393,7 В 419 У	176	0,455	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			8К 393,7 МС	450	1,270	
			Н-122/171	73,2	0,537	
			УБГ – 165х57 Д	1176	8	
			П-133/122	37,0	0,484	
			ТБПК 127х9,19 Е (4 свечи)	2404	74,4	
Σ				4316,2	85,1	

Продолжение таблицы И.1

2	60 (60)	1500 (1526)	БИТ 295,3 В 619 У	80	0,455	Бурение интервала под кондуктор, набора угла, интервала стабилизации, проработка ствола перед спуском кондуктора
			8К 295,3 МС	290	0,873	
			ДРУ-240.6/7.40	1980	8,375	
			КОБ-203	115	0,777	
			ПК-240	107	0,587	
			Посадочный переводник ПТСК-171	180	0,860	
			НУБТ-203 с телеметрической системой COMPASS	1992,5	9,14	
			НУБТ-203	1992,5	9,14	
			П-122/152	55,0	0,526	
			УБТ – 159x71 Д	992	8	
			П-133/122	35,6	0,484	
			ТБПК 127x9,19 Е (80 свечей)	48062,4	1488	
			Σ	55882	1527,2	

Продолжение таблицы И.1

3	1500 (1526)	3250 (3406)	БИТ 220,7 ВТ 613 У	47,0	0,383	Бурение интервала под эксплуатационную колонну, набор угла, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
			5КС 220,7 СТ	90	0,432	
			ДРУ-195.9/10.34	1020	5,470	
			КОБ-195	132	0,927	
			ПК-195	90	0,587	
			Посадочный переводник ПТСК-133	80	0,92	
			НУБТ-172 с телеметрической системой COMPASS	1389,3	9,14	
			НУБТ-172	1389,3	9,14	
			ТБПК 127х9,19 Е (4 свечи)	2403	74,4	
			УБТ – 172х71 Д (3 трубы)	3648	24	
			ЯГБ-172	350	5,52	
			УБТ – 172х71 Д (4 трубы)	4864	32	
			П-102/133	31	0,495	
			УБТ – 133х57 Д	704	8	
			П-133/102	31,0	0,495	
ТБПК 127х9,19 Е (174 свечи)	104536	3236,4				
Σ			120805	3408		

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7
5	3250 (3406)	3285 (4489)	БИТ 142,9 ВТ 613	15,5	0,250	Окончание бурения, бурение горизонтального участка под хвостовик методом «бурение на обсадных трубах/хвостовике» (Извлекаемая компоновка)
			5КС 142,9 СТ	12,2	0,180	
			ДРУ-127.9/10.23	375	5,245	
			КОБ-120	43	0,652	
			ПК-120	28	0,477	
			Посадочный переводник ПТСК-133	72	0,68	
			Гибкая НУБТ-108 с телеметрической системой COMPASS	511,8	9,14	
			Гибкая НУБТ-108	511,8	9,14	
			ТБПК 88,9х9,35 Е (62 свечи)	23929	1153,2	
			ТБТ-89 (3 свечи)	2750	56,7	
			ЯГБ-105	130	2,518	
			ТБТ-89 (3 свечи)	2750	56,7	
			П-86/88	20,4	0,395	
			ТБПК 88,9х9,35 Е (172 свечи)	66383,4	3199,2	
	Σ		97532,1	4494,5		