TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

---

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

| **Тема работы** |
|---|
| **ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ (ПЛАСТЫ ГРУППЫ АС) НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ, КАРГАСОКСКИЙ РАЙОН)** |

УДК:- 622.143:622.243.22:622.323(571.16)

Студент

| **Группа** | **ФИО** | **Подпись** | **Дата** |
|---|---|---|---|
| 2Б6В | Абдельазиз Ахмед Абдельазиз Махмуд | | 12.06.2020 |

Руководитель

| **Должность** | **ФИО** | **Ученая степень, звание** | **Подпись** | **Дата** |
|---|---|---|---|---|
| Доцент ОНД | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н. | | 18.06.2020 |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| **Должность** | **ФИО** | **Ученая степень, звание** | **Подпись** | **Дата** |
|---|---|---|---|---|
| Доцент ОСГН | Рыжакина Татьяна Гавриловна | к.э.н. | | 15.06.2020 |

По разделу «Социальная ответственность»

| **Должность** | **ФИО** | **Ученая степень, звание** | **Подпись** | **Дата** |
|---|---|---|---|---|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | – | | 15.06.2020 |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| **Должность** | **ФИО** | **Ученая степень, звание** | **Подпись** | **Дата** |
|---|---|---|---|---|
| Старший преподаватель | Максимова Юлия Анатольевна | – | | 18.06.2020 |

Томск – 2020г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

---

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ 11.02.2020 Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

| Бакалаврской работы |
|---|

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

| Группа | ФИО |
|---|---|
| 2Б6В | Абдельазиз Ахмед Абдельазиз Махмуд |

Тема работы:

| **Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины (пласты группы АС) на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)** | |
|---|---|
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | № 59-116/с от 28.02.2020 |

| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 18.06.2020 |
|---|---|

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

| | |
|---|---|
| **Исходные данные к работе**<br><br>*(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).* | 1. Геологические условия бурения<br>2. Глубина по вертикали: по расчету<br>3. Объект испытания в процессе бурения: пласты сангопайской свиты<br>4. Данные по профилю: вертикальный тип профиля<br>5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать<br>6. Диаметр эксплуатационной колонны: выбрать<br>7. Способ цементирования: по расчету<br>8. Способ перфорации: кумулятивный<br>9. Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной колонне: до полного опорожнения<br>10. Способ вызова притока: свабирование |

| | |
|---|---|
| **Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов**<br>*(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).* | 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ<br>1.1. Геологические условия бурения<br>1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)<br>1.3. Зоны возможных осложнений<br>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ<br>2.1. Обоснование конструкции скважины<br>2.1.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя<br>2.1.2. Построение совмещенного графика давлений<br>2.1.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска<br>2.1.4. Выбор интервалов цементирования<br>2.1.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн<br>2.1.6. Разработка схем обвязки устья скважины<br>2.2. Углубление скважины<br>2.2.1. Выбор способа бурения<br>2.2.2. Выбор породоразрушающего инструмента<br>2.2.3. Выбор типа калибратора<br>2.2.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород<br>2.2.5. Расчет частоты вращения долота<br>2.2.6. Расчет требуемых расходов бурового раствора<br>2.2.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя<br>2.2.8. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны<br>2.2.9. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов<br>2.2.10. Выбор гидравлической программы промывки скважины<br>2.3. Проектирование процессов заканчивания скважин<br>2.3.1. Расчет обсадных колонн<br>2.3.1.1.Расчет наружных избыточных давлений<br>2.3.1.2.Расчет внутренних избыточных давлений<br>2.3.1.3.Конструирование обсадной колонны по длине<br>2.3.2. Расчет процессов цементирования скважины<br>2.3.2.1.Выбор способа цементирования обсадных колонн<br>2.3.2.2.Расчёт объёма тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей и количества составных компонентов<br>2.3.2.3.Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования<br>2.3.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин<br>2.4 Выбор буровой установки |
| **Перечень графического материала** | 1. ГТН (геолого-технический наряд) |

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

| Раздел | Консультант |
|---|---|
| **Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение** | Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук |
| **Социальная** | Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения |

| | |
|---|---|
| **ответственность** | общетехнических дисциплин |
| **Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:** | |
| **1. Общая и геологическая часть** | |
| **2. Технологическая часть** | |
| **3. Геометрия резцов PDC и наиболее значимые их параметры** | |
| **4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение** | |
| **5. Социальная ответственность** | |

| | |
|---|---|
| **Дата выдачи задания для раздела по линейному графику** | 11.02.2020 |

**Задание выдал руководитель:**

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Доцент ОНД | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н. | | 11.02.2020 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|
| 2Б6В | Абдельазиз Ахмед Абдельазиз Махмуд | | 11.02.2020 |

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело»
Уровень образования: бакалавриат
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
Период выполнения: осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы

| Бакалаврской работы |
|---|

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

| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 18.06.2020 |
|---|---|

| **Дата контроля** | **Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)** | **Максимальный балл раздела (модуля)** |
|---|---|---|
| 03.03.2020 | Общая и геологическая часть | 5 |
| 24.03.2020 | Технологическая часть | 40 |
| 21.04.2020 | Геометрия резцов PDC и наиболее значимые их параметры | 15 |
| 05.05.2020 | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение | 15 |
| 19.05.2020 | Социальная ответственность | 15 |
| 01.06.2020 | Предварительная защита работы | 10 |

**СОСТАВИЛ:**
**Руководитель ВКР**

| **Должность** | **ФИО** | **Ученая степень, звание** | **Подпись** | **Дата** |
|---|---|---|---|---|
| Доцент ОНД | Ковалев Артем Владимирович | к.т.н. | | 11.02.2020 |

**СОГЛАСОВАНО:**
**Руководитель ООП**

| **Должность** | **ФИО** | **Ученая степень, звание** | **Подпись** | **Дата** |
|---|---|---|---|---|
| Старший ассистент | Максимова Юлия Анатольевна | – | | 11.02.2020 |

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

Студенту:

| Группа | ФИО |
|---|---|
| 2Б6В | Абдельазиз Ахмед Абдельазиз Махмуд |

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Инженерная школа** | Природных ресурсов | **Отделение** | **Нефтегазового дела** |
| **Уровень образования** | Бакалавриат | **Направление/ специальность** | 21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин |

| **Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:** | |
|---|---|
| Нормы и нормативы расходования ресурсов<br><br>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования | 1. Литературные источники;<br>2. Методические указания по разработке раздела;<br>3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы;<br>4. Налоговый кодекс РФ |
| **Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:** | |
| *1.* Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРР с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения | 1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРР |
| *2.* Планирование и формирование бюджета поисковых ГРР | 2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ |
| *3.* Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРР | 3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины |

| **Дата выдачи задания для раздела по линейному графику** | 31.01.2020 |
|---|---|

## Задание выдал консультант:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Доцент | Рыжакина Татьяна Гавриловна. | к.э.н. | | 31.01.2020 |

## Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|
| 2Б6В | Абдельазиз Ахмед Абдельазиз Махмуд | | 31.01.2020 |

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
# «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

| Группа | ФИО |
|---|---|
| 2Б6В | Абдельазиз Ахмед Абдельазиз Махмуд |

| Школа | Инженерная школа природных ресурсов | Отделение (НОЦ) | Нефтегазового дела |
|---|---|---|---|
| Уровень образования | Бакалавриат | Направление/ специальность | 21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин |

Тема ВКР:

| **«Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины (пласты группы АС) на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)»** | |
|---|---|
| **Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:** | |
| 1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения | Объект исследования: строительства поисково-оценочной вертикальной скважины (пласты группы АС) на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район) |
| Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке: | |
| **1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:**<br>−специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;<br>−организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. | Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности<br>«Система стандартов безопасности труда» (ССБТ)<br>ТК РФ глава 47<br>СанПиН 1964-79 «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых» |
| **2. Производственная безопасность:**<br>2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов<br>2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия | 2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины:<br>- неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе;<br>- повышенные уровни шума и вибрации;<br>- недостаточное освещение рабочей зоны;<br>- повышенная запыленность и загазованность;<br>- необходимые средства защиты от вредных факторов.<br>2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения:<br>- движущиеся машины и механизмы, подвижные |

| | |
|---|---|
| | части производственного оборудования;<br>- поражение электрическим током;<br>- пожаровзрывопасность;<br>- необходимые средства защиты от опасных факторов;<br>работы на высоте. |
| **3. Экологическая безопасность:** | 3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:<br>-на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);<br>-на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора);<br>-на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);<br>3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности. |
| **4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:** | 4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:<br>- техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях);<br>- природного характера (лесные пожары);<br>4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий. |

| | |
|---|---|
| **Дата выдачи задания для раздела по линейному графику** | 11.02.2020 |

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|---|
| Ассистент | Черемискина Мария Сергеевна | - | | 11.02.2020 |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|---|---|---|---|
| 2Б6В | Абдельазиз Ахмед Абдельазиз Махмуд | | 11.02.2020 |

**РЕФЕРАТ**

Выпускная квалификационная работа содержит 123 с. (89 с. без учета приложений)., 38 рис., 51 табл., 37 литературных источника, 12 прил.

Ключевые слова: бурение, скважина, нефть.

Объектом исследования является нефтяное месторождение, расположенное на территории Томской области.

Цель работы – проектирование строительства поисково-оценочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении.

В процессе исследования был составлен технологический проект на строительство поисково-оценочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении Томской области.

**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.

– **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

**ВЗД –** винтовой забойный двигатель;

**ГНВП –** газонефтеводопроявление;

**ПАЦ –** полианионная целлюлоза;

**РУО –** раствор на углеводородной основе;

**РУС –** роторная управляемая система;

**СИЗ –** средства индивидуальной защиты;

**СНС –** статическое напряжение сдвига;

**СПО –** спуско-подъемные операции;

**УБТ –** утяжеленные бурильные трубы;

**ГРП –** гидроразрыв пласта;

**ОЗЦ –** ожидание затвердевания цемента;

**ДРУ –** двигатель с регулятором угла;

**КНБК –** компоновка низа бурильной колонны;

**ОПО –** опасный производственный объект;

**ИТР –** инженерно-технический работник;

**ТК РФ –** трудовой кодекс Российской Федерации;

**БУ –** буровая установка;

**ПБНГП –** правила безопасности нефтяной и газовой промышленности;

**ГСМ –** горюче- смазочные материалы;

**ЭК –** эксплуатационная колонна.

**МГРП –** многостадийный гидроразрыв пласта

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.

**Содержание**

Введение ... 16
1 Общая и геологическая часть ... 17
1.1 Геологические условия бурения ... 17
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) ... 17
1.3 Зоны возможных осложнений ... 17
2 Технологическая часть ... 19
2.1 Обоснование конструкции скважины ... 19
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин ... 19
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений ... 19
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска ... 20
2.1.4 Выбор интервалов цементирования ... 20
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн ... 20
2.1.6 Разработка схем обвязки устья скважины ... 22
2.2 Углубление скважины ... 23
2.2.1 Выбор способа бурения ... 23
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента ... 24
2.2.3 Выбор типа калибратора ... 25
2.2.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород ... 26
2.2.5 Расчет частоты вращения долота ... 26
2.2.6 Расчет требуемых расходов бурового раствора ... 27
2.2.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя ... 29
2.2.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны ... 30
2.2.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов ... 32
2.2.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины ... 37
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин ... 40
2.3.1 Расчет обсадных колонн ... 40
2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений ... 40
2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений ... 42
2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине ... 43

2.3.2 Расчет процессов цементирования скважины ..... 44
2.3.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн ..... 44
2.3.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей и количества составных компонентов ..... 44
2.3.2.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования ..... 45
2.3.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин ..... 46
2.4 Выбор буровой установки ..... 48
3 Геометрия резцов PDC и наиболее значимые их параметры ..... 50
3.1 Области использования PDC-долот. Критерии оптимальности геометрии установки резцов в корпусе долота PDC ..... 50
3.2 Применение новых технологичных резцов PDC с оптимизированными геометрическими параметрами. Резцы Stabilis ..... 59
3.3 Выводы ..... 66
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ... 68
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия «Газпром бурение» ..... 68
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия ..... 68
4.1.2 Организационная структура управления предприятием ..... 68
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины ..... 69
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины 69
4.2.2 Линейный календарный график выполнения работ ..... 71
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО) ..... 71
5 Социальная ответственность при строительстве скважины ..... 73
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ..... 73
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства ..... 73
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ..... 74
5.2 Производственная безопасность ..... 75
5.2.1 Анализ опасных производственных факторов ..... 75
5.2.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению ..... 75

5.2.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению ..... 77
5.3 Экологическая безопасность ..... 78
5.3.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду 78
5.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности 79
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях ..... 81
5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин. 81
5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС . 82
Заключение ..... 83
Список использованных источников ..... 86
Приложение А Геологические условия бурения ..... 90
Приложение Б Газонефтеводоносность по разрезу скважины..... 94
Приложение В Возможные осложнения по разрезу скважины ..... 95
Приложение Г Обоснование конструкции скважины ..... 96
Приложение Д Углубление скважины ..... 97
Приложение Е Компонентный состав бурового раствора и потребное количество компонентов ..... 99
Приложение Ж Расчет обсадных колонн ..... 103
Приложение И Специальная часть ..... 105
Приложение К Нормативная карта ..... 112
Приложение Л Сметный расчет на бурение и крепление скважины..... 114
Приложение М Сводный сметный расчет ..... 119
Приложение Н Социальная ответственность при строительстве скважины .... 121

## Введение

Значение нефти и газа для современного мира и, конечно, для нашей страны трудно переоценить. Главным в развитии этих отраслей является бурение скважин различного назначения, успешное решение этой задачи значительно облегчает последующие работы. Перед строительством каждой очередной скважины стоит задача снижения материальных и сырьевых потерь.

Строительство скважины является основным этапом в процессе добычи нефти и газа. Именно от качества скважины зависит то, сколько в конечном итоге будет возможно добыть нефти или газа из недр. При бурении необходимо обеспечить качественное и наиболее целесообразное проектирование техники и технологий строительства скважины, соответствие фактического профиля скважины проектному, качественное вскрытие продуктивного пласта, отсутствие аварий и осложнений, качественное цементирование ствола скважины.

В данной работе представлено Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины глубиной 2580 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район).

Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины, обоснование, выбор и расчет конструкции, а также закачивание разведочной вертикальной скважины.

# 1 Общая и геологическая часть

## 1.1 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в приложении А в таблице А.1.

Литологическая характеристика разреза представлена в приложении А таблице А.2.

В таблице А.3 в приложении А представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

В таблице 1 представлен прогноз давлений и температур по разрезу скважины.

## 1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Водоносность по разрезу скважины представлена в приложении Б в таблице Б.1.

Нефтеносность по разрезу скважины представлена в таблице 2.

## 1.3 Зоны возможных осложнений

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

Таблица 1 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

| Индекс стратиграфического подразделения | Интервал, м | | Градиент | | | | Температура, °С |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | от (верх) | до (низ) | Пластового давления | Порового давления | Гидроразрыва пород | Горного давления | |
| | | | Величина, МПа/100 м | Величина, МПа/100 м | Величина, МПа/100 м | Величина, МПа/100 м | |
| $Q\text{-}P_{3/2}$ | 0 | 690 | 1,00 | 1,00 | 2,00 | 2,20 | 24,84 |
| $P_{2/2}–K_2$ | 690 | 1110 | 1,00 | 1,00 | 2,00 | 2,20 | 39,96 |
| $K_2\text{-}K_1$ | 1110 | 2015 | 1,00 | 1,00 | 1,70 | 2,20 | 72,54 |
| $K_1$ | 2015 | 2400 | 1,00 | 1,00 | 1,70 | 2,20 | 86,40 |
| $K_1$ ($AC_{10}$) | 2400 | 2450 | 0,99 | 0,99 | 1,60 | 2,30 | 88,20 |
| $K_1$ | 2450 | 2460 | 1,00 | 1,00 | 1,60 | 2,30 | 89,40 |
| $K_1$ ($AC_{11}$) | 2460 | 2510 | 1,00 | 1,00 | 1,60 | 2,30 | 90,36 |
| $K_1$ | 2510 | 2515 | 1,00 | 1,00 | 1,60 | 2,30 | 92,60 |
| $K_1$ ($AC_{12}$) | 2515 | 2650 | 1,00 | 1,00 | 1,60 | 2,30 | 97,20 |

Таблица 2 – Нефтеносность по разрезу скважины

| Интервалы залегания, м | | Тип коллектора | Плотность, г/смз | Свободный дебит, мз/сут | Газовый фактор, мз/т |
|---|---|---|---|---|---|
| от | До | | | | |
| 2400 | 2450 | поровый | 0,796 | от 100 до 280 | 59 |
| 2460 | 2510 | поровый | 0,775 | | 64 |
| 2515 | 2550 | поровый | 0,788 | | 66 |

# 2 Технологическая часть

## 2.1 Обоснование конструкции скважины

### 2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Так как скважина разведочная, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

### 2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

Построим график совмещенных давлений (Рисунок 1).

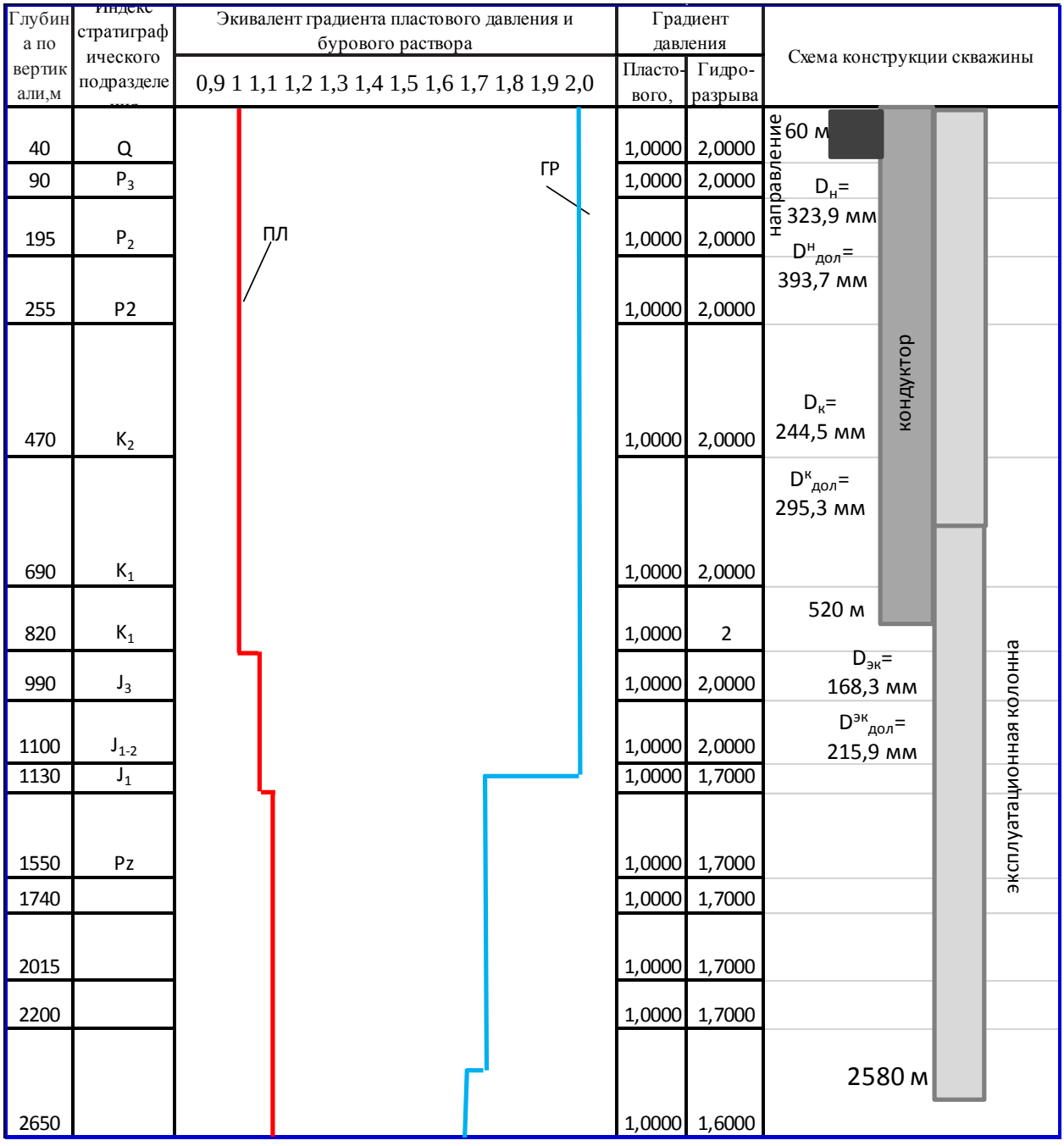



Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

### 2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 50 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 60 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Приложение Г, таблица Г.1), было принято решение спускать кондуктор на 520 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 50 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2580 м.

### 2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 50 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 520 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 2060 м.

### 2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

***Эксплуатационная колонна***

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 168,3 мм узнаем наружный диметр соединительной муфты равной 187,7 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 168,3 мм равняется 25 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле 1:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

Где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный **187,7** мм;

$\Delta$ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный **25** мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$\boldsymbol{D}_{\text{эк д расч}} \geq \mathbf{212,7}\ \text{мм}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

***Кондуктор***

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле 2:

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \qquad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, равный **215,9** мм;

(10÷14) – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора, берем равный **12** мм.

$$D_{\text{к вн}} = 227{,}9\ \text{мм}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная **244,5** мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен **269,9** мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром **244,5** мм равняется **25** мм. Значит диаметр долота под кондуктор считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$\boldsymbol{D}_{\text{к д расч}} \geq \mathbf{294,9}\ \text{мм}$$

Диаметр долота равен **295,3** мм.

***Направление***

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле 2.

$$D_{\text{к вн}} = \mathbf{307,3}\ \text{мм}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная **323,9** мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен **351,0** мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром **323,9** мм равняется **39** мм. Значит диаметр долота под направление считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$\boldsymbol{D}_{\text{эк д расч}} \geq \mathbf{390}\ \text{мм}$$

Диаметр долота равен **393,7** мм.

Конструкция скважины приведена на рисунке Г.1 в приложении Г.

### 2.1.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле 3**,** для каждого пласта:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_{н} \cdot g \cdot H_{кр} \quad (3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа, равный 23,67 **Мпа** для первого пласта, **24,6 МПа** для второго пласта, **25,15 МПа** для третьего пласта

$\rho_{н}$ – плотность нефти, кг/м$^3$, равная **796 кг/м$^3$ для первого пласта, 775 кг/м$^3$ для второго пласта**, **788 кг/м$^3$ для третьего пласта**;

$g$ – ускорение свободного падения, равное **9,81 м/с$^2$**;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м, равная **2400 м, 2460 м, 2515 м.**

$$\mathbf{P_{му\ 1пл.}} = 23{,}67 - 18{,}72 = \mathbf{4{,}95\ МПа};$$

$$\mathbf{P_{му\ 2пл.}} = 24{,}6 - 18{,}7 = \mathbf{5{,}9\ МПа};$$

$$\mathbf{P_{му\ 3пл.}} = 25{,}15 - 19{,}4 = \mathbf{5{,}75\ МПа};$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле **4**:

$$P_{гнвп} = k\ P_{му} \quad (4)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый **1,1** (10%)

$$\mathbf{P_{гнвп\ 1\ пл.}} = \mathbf{5{,}44\ МПа};$$

$$\mathbf{P_{гнвп\ 2\ пл.}} = \mathbf{6{,}49\ МПа};$$

$$\mathbf{P_{гнвп\ 3\ пл.}} = \mathbf{6{,}325\ МПа}.$$

Давления опрессовки определяется по формуле **5**:

$$P_{оп} = k \cdot P_{гнвп} \quad (5)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%),

$P_{гнвп}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$$\mathbf{P_{оп\ 1\ пл.} = 5{,}99\ МПа;}$$

$$\mathbf{P_{оп\ 2\ пл.} = 7{,}139\ МПа;}$$

$$\mathbf{P_{оп\ 3\ пл.} = 6{,}9575\ МПа.}$$

Из полученных значений берем наибольшее, то есть $\mathbf{P_{оп}}$ **=7,139 МПа.**

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- корозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКО1-21-168х245 К1 ХЛ**.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП5-280/80х21**.

## 2.2 Углубление скважины

### 2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление и кондуктор выбирается роторный способ бурения, так как направление сложено из четвертичных отложений, а кондуктор сложен из мягких пород. Под эксплуатационную колонну и хвостовик выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Выбранные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

| **Интервал бурения по стволу, м** | | **Способ бурения** |
|---|---|---|
| **от** | **до** | |
| 0 | 60 | Роторный |
| 60 | 520 | С применением ВЗД |
| 520 | 2580 | Винтовой забойный двигатель |

### 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

| **Интервал, м** | | **0-60** | **60-520** | **520-2850** |
|---|---|---|---|---|
| Шифр долота | | III 393,7 М-ГВ | III 295,3С-ГНУ-R58 | III 215,9 ТК - ГВ- R155 |
| Тип долота | | Шарошечное | PDC | PDC |
| Диаметр долота, мм | | 393,7 | 295,3 | 215,9 |
| Тип горных пород | | М | С | k |
| Присоедини-тельная резьба | ГОСТ | Ниппель З-171 | Ниппель З-171 | Ниппель З-152 |
| | API | Pin 7 5/8 Reg | Pin 6 3/4 Reg | Pin 6 5/8 Reg |
| Длина, м | | 0,4 | 0,5 | 0.5 |
| Масса, кг | | 110 | 110 | 110 |
| G, тс | 14-28 | 14-28 | 2-12 | 2-12 |
| | Максимальная | 40 | 40 | 40 |
| n, об/мин | Рекомендуемая | 40-600 | 60–400 | 60-400 |
| | Максимальная | 600 | 400 | 400 |

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

### 2.2.3 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице Д.1 в приложении Д.

Для бурения интервала под направление 0-60 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под кондуктор 60-520 м с PDC долотом планируется использование калибратора со спиральными лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 520-2580 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

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

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 5.

Таблица 5 –Результаты расчета осевой нагрузки на долото

| **Интервал, м** | **0-60** | **60-520** | **520-2580** |
|---|---|---|---|
| **Исходные данные** | | | |
| A | 1 | 1 | 1 |
| $P_ш$, кг/см$^2$ | 1500 | 3000 | 8000 |
| $D_д$, см | 39,37 | 295,3 | 216 |
| H | 1 | 1 | 1 |
| δ, см | 0,15 | | |
| q, кН/мм | 0,1 | 0,1 | 0,2 |
| $G_{пред}$, кН | 184 | 108 | 100 |
| **Результаты проектирования** | | | |
| $G_1$, кН | 41,91 | 50,16 | 68,64 |
| $G_2$, кН | 55,88 | 43,34 | 59,378 |
| $G_3$, кН | 172,48 | 102,96 | 86,24 |
| $G_{проект}$, кН | 44 | 49,5 | 70,4 |

*Примечание: G – осевая нагрузка, индексы 1, 2, 3 – критерии выбора осевых нагрузок*

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 44 кН, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

### 2.2.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и

эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета частоты вращения долота

| **Интервал, м** | | **0-60** | **60-520** | **520-2580** |
|---|---|---|---|---|
| **Исходные данные** | | | | |
| $V_д$, м/с | | 3 | 1,5 | 1,5 |
| $D_д$ | М | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 |
| | мм | 393,7 | 295,3 | 215,9 |
| τ, мс | | 5 | 4 | 4 |
| Z | | 30 | | |
| A | | 0,75 | 0,75 | 0,6 |
| **Результаты проектирования** | | | | |
| $n_1$, об/мин | | 104 | 72 | 106 |
| $n_2$, об/мин | | 216 | | |
| $n_3$, об/мин | | 848 | | |
| $n_{проект}$, об/мин | | 77 | 72 | 130 |

*Примечание: N – частота вращения, индексы 1, 2, 3 – критерии выбора частоты вращения*

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

### 2.2.6 Расчет требуемых расходов бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом

дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расход бурового раствора

| **Интервал, м** | **0-60** | **60-520** | **520-2580** |
|---|---|---|---|
| **Исходные данные** | | | |
| $D_д$, м | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 |
| K | 0,55 | 0,55 | 0,5 |
| $K_к$ | 1,5 | 1,4 | 1,3 |
| $V_{кр}$, м/с | 0.15 | 0.15 | 0.15 |
| $V_м$, м/с | 30 | 30 | 30 |
| $d_{бт}$, м | 0,127 | 0,127 | 0,127 |
| $d_{мах}$, м | 0,273 | 0,24 | 0,24 |
| $d_{нмах}$, м | 0,002 | 0,008 | 0,007 |
| n | 4 | 12 | 8 |
| $V_{кпмин}$, м/с | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| $V_{кпмах}$, м/с | 1,3 | 1,3 | 1,5 |
| $\rho_{см} - \rho_р$, г/см$^3$ | 0,02 | 0,02 | 0,02 |
| $\rho_р$, г/см$^3$ | 1,12 | 1,12 | 1,12 |
| $\rho_п$, г/см$^3$ | 2 | 2,3 | 2,35 |
| **Результаты проектирования** | | | |
| $Q_1$, л/с | 121.2 | 72.6 | 30.2 |
| $Q_2$, л/с | 120.0 | 70.5 | 35.2 |
| $Q_3$, л/с | 280.4 | 186.4 | 30.2 |
| $Q_4$, л/с | 178.3 | 84.2 | 30.2 |
| $Q_5$, л/с | 51.2 | 60.2 | 30.0 |
| Области допустимого расхода бурового раствора | | | |
| $\Delta Q$, л/с | 120-280 | 70.5-186 | 30-35 |
| Запроектированные значения расхода бурового раствора | | | |
| Q, л/с | 51,2 | 39 | 19 |

*Примечание: Q – расход бурового раствора, 1, 2, 3, 4, 5 – критерии выбора пределов варьирования расхода, Δ – диапазон изменения допустимого расхода, проект – запроектированная величина*

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 52 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 35 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

### 2.2.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице Д.2 в приложении Д.

Для интервала бурения 60-520 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

| **Двигатель** | **Интервал, м** | **Наружный диаметр, мм** | **Длина, м** | **Вес, кг** | **Расход жидкости, л/с** | **Число оборотов, об/мин** | **Максимальный рабочий момент, кН*м** | **Мощность двигателя, кВт** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Д-240 | 60-520 | 240 | 7228 | 1842 | 30-50 | 84-144 | 9-12 | 56-136 |
| Д-178 | 520-2580 | 178 | 8,29 | 12 | 19-38 | 120-230 | 8-12 | 70-200 |

### 2.2.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В таблице Д.3 в приложении Д представлено проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведена в приложении Д таблице Д.4.

***Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате***

***Проверочный расчет на клиновой захват***

Значение Qтк для труб 127 группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,19 составляет 148 и 155 (тс) (для клина 300 и 400 мм), с учетом коэффициента обхвата С=0,9

$$Q_{тк\text{-}300}=148\cdot 0{,}9 = 133{,}2 \text{ т}$$

$$Q_{тк\text{-}400}=155\cdot 0{,}9 = 139{,}5 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300}=\frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}}+Q_{\text{б.т.}}}=\frac{133{,}2}{15+48}=2{,}11>1{,}15$$

$$N_{400}=\frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}}+Q_{\text{б.т.}}}=\frac{139{,}5}{15+48}=2{,}21>1{,}15$$

Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

| **Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)** | **Интервал по стволу, м** | | **Характеристика бурильной трубы** | | | | | **Длина секции, м** | **Масса, т** | | **Коэффициент запаса прочности трубы на** | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **от (верх)** | **до (низ)** | **Тип (шифр)** | **Наружный диаметр, мм** | **Марка (группа прочности) материала** | **Толщина стенки, мм** | **Тип замкового соединения** | | **Секции** | **Нарастающая с учетом КНБК** | **В клиновом захвате (L=300 мм)** | **В клиновом захвате (L=400 мм)** |
| бурение | 0 | 60 | СБТ-127х9,19 | 127 | Е | 9,19 | З-133 | 60 | 1,5 | 9,75 | 13,73 | 14,31 |
| бурение | 60 | 520 | СБТ-127х9,19 | 127 | Е | 9,19 | З-133 | 520 | 15 | 32,56 | 4,09 | 4,28 |
| бурение | 520 | 2580 | СБТ-127х9,19 | 127 | Е | 9,19 | З-133 | 2580 | 48 | 62,24 | 2,11 | 2,21 |

### 2.2.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Обоснование плотности производится с учетом возможных осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов. Расчет необходимой плотности производится по формуле (6):

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k * \text{P}_{\text{пл}}}{g * L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right]; \quad (6)$$

Где L – глубина скважины по стволу, м;

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

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при L < 1200 м k ≥ 1,10, при L > 1200 м k ≥ 1,05)

$\text{P}_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать в соответствии с таблицей 10. Принимаемая плотность буровый растворов приведена в таблице 11.

Таблица 10 – Величина репрессии для интервалов

| **Показатель** | **Интервал бурения** | | |
|---|---|---|---|
| | **Под направление** | **Под кондуктор** | **Под экспл. колонну** |
| Минимальная репрессия, % | 10 | 10 | 5 |
| Принимаемая репрессия, % | 17-20 | 13-16 | 5,5-8 |

Таблица 11 – Плотность раствора для интервалов

| **Плотность, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$** | **Интервал бурения** | | |
|---|---|---|---|
| | **Под направление** | **Под кондуктор** | **Под экспл. колонну** |
| | 1193 | 1152 | 1269 |

Для бурения интервала под направление проектируется бентонитовый буровой раствор. Бентонитовый буровой раствор предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками (направление).

Примерный компонентный состав бентонитового бурового раствора приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав бурового раствора под направление

| **Реагент** | **Класс** | **Назначение** | **Масса на единицу объема** |
|---|---|---|---|
| NaOH | Регулятор pH | Поддержание требуемого pH бурового раствора | 0,7-1,2 |
| Бентонит ПБМБ | Структурообразователь | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 50-80 |
| $Na_2CO_3$ | Регулятор жесткости | Связывание ионов кальция и магния | 0,8-1,2 |
| ИКД | Понизитель вязкости | Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы | 0,5-1,5 |
| Барит | Утяжелитель | Регулирование плотности | В соответствии с расчетом |

После приготовления бентонитовый буровой раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 13.

Таблица 13 – Технологические свойства неутяжеленного бентонитового раствора

| **Регламентируемые свойства** | **Значение** |
|---|---|
| Плотность, г/см$^3$ | 1,03-1,1 |
| Условная вязкость, с | 50 и выше |
| Водоотдача, см$^3$/30 мин | < 12 |
| Содержание песка, % | < 2 |

Для бурения интервала под кондуктор проектируется ингибирующий буровой раствор. Ингибирующий буровой раствор применяется при бурении интервалов, сложенными активными глинами, склонными к гидратации и набуханию. Примерный компонентный состав ингибирующего бурового раствора приведен в таблице 14.

Выбор данной системы обусловлен наличием активных глин в интервале бурения, так же на данном интервале предполагаются осложнения, вызванные их набуханием и обваливанием.

Таблица 14 – Компонентный состав ингибирующего растворова под кондуктор

| **Реагент** | **Класс** | **Назначение** | **Масса на единицу объема** |
|---|---|---|---|
| NaOH | Регулятор щелочности (Ph) | Поддержание требуемого pH бурового раствора | 1 |
| $Na_2CO_3$ | Регулятор жесткости | Связывание ионов кальция и магния | 0,8-1,2 |
| Бентонит ПБМБ | Структурообразователь | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации | 30-40 |
| ПАЦ НВ | Понизитель фильтрации | Регулятор фильтрации | 8 |
| ПАЦ ВВ | Высоковязкий понизитель фильтрации | Регулятор фильтрации, реологических свойств | 2 |
| KCl | Ингибитор | Предотвращение набухания глин | 50 |
| БИОЛУБ GREEN | Смазочная добавка | Снижение коэффициента трения в скважине | 3-5 |
| ПЕНТА 461 | Пеногаситель | Предотвращение пенообразования | 0,2 |
| Барит | Утяжелители | Регулирование плотности, кольматация каналов | В соответствии с расчетом |

После приготовления ингибирующие растворы обеспечивают технологические свойства, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические свойства ингибирующих растворов

| **Регламентируемые свойства** | **Значения** |
|---|---|
| Плотность, г/см$^3$ | 1,10-1,12 |
| Условная вязкость, с | 40-60 |
| Пластическая вязкость, сПз | 12-35 |
| ДНС, дПа | 50-90 |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа | 10-40/20-60 |
| Водоотдача, см$^3$/30 мин | < 6 |
| pH | 8-10 |
| Содержание песка, % | < 0,5 |

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется биополимерный безглинистый буровой раствор. Биополимерный безглинистый буровой раствор, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков

скважин. Примерный компонентный состав биополимерного бурового раствора приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Примерный компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора

| **Реагент** | **Класс** | **Назначение** | **Концентрация, кг/м$^3$** |
|---|---|---|---|
| NaOH | Регулятор щелочности (Ph) | Поддержание требуемого pH бурового раствора | 0,4-0,5 |
| $Na_2CO_3$ | Регулятор жесткости | Связывание ионов кальция и магния | 0,8-1,2 |
| TehnoGEL Ксантановая смола | Структуро-образователь | Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств | 3,4-3,6 |
| ПАЦ НВ | Понизитель фильтрации | Регулятор фильтрации | 16-18 |
| KCl | Ингибитор (соль) | Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород | 60-100 |
| БИОЛУБ GREEN | Смазочная добавка | Снижение коэффициента трения в скважине | 18-22 |
| $CaCO_3$ | Утяжелители, закупоривающие материалы | Регулирование плотности, кольматация каналов | 50-100 |
| Септор БДУ-500 | Бактерициды | Защита от микробиологической деструкции | 0,4-0,5 |
| ПЕНТА 461 | Пеногасители | Предотвращение пенообразования | 0,4-0,5 |

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Примерные технологические свойства KCL/полимерного (биополимерного) раствора

| **Регламентируемые свойства** | **Значение** |
|---|---|
| Плотность, г/см$^3$ | 1,07-1,08 |
| Условная вязкость, с | 40-50 |
| Пластическая вязкость, сПз | 10-15 |
| ДНС, дПа | 60-100 |
| СНС 10 сек/10 мин, дПа | 30-40/40-70 |
| Водоотдача, см$^3$/30 мин | < 6 |
| pH | 8-10 |
| Содержание песка, % | < 0,5 |

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения и представляет собой сумму определенных объемов по формулам (7-12):

$$Vбр = Vскв + Vоч + Vем + Vвосп, [м^3], \quad (7)$$

Где $V_{скв}$ – объем скважины на конец бурения интервала, $м^3$;

$$Vскв = \frac{\pi * D_{дол}^2 * k_k * L_{ос}}{4} + \frac{\pi * d_{ОК}^2 * L_{зс}}{4} \ [м^3], \quad (8)$$

Где $D_{дол}$ – диаметр долота в пробуренном интервале, м;

$d_{ок}$ – внутренний диаметр ОК, м;

$k_к$ – коэффициент кавернозности для интервала;

L – длина интервала в открытом/закрытом стволе, м.

$V_{оч}$ – объём системы очистки (принимаем равным 3-8 $м^3$);

$V_{ем}$ – объём раствора в емкостях (для направления и кондуктора – 40 $м^3$, для интервалов продуктивного горизонта = $V_{скв}$);

$V_{восп}$ – объём восполнения потерь в системе очистки, потерь при фильтрации и СПО.

$$Vвосп = Vпот + Vфил + Vспо \ [м^3], \quad (9)$$

$$Vпот = \varepsilon \cdot Vп \cdot \frac{\rho_{гп} - \rho_ж}{\rho_{гп} + \rho_{бр} - 2\rho_ж} \ [м^3], \quad (10)$$

где ε – степень очистки бурового раствора (0,7 для трехступенчатой системы очистки, 0,9 –для четырехступенчатой)

$V_п$ – объем выбуренной породы, $м^3$;

$\rho_{гп}$ – плотность выбуренной породы, $кг/м^3$;

$\rho_ж$ – плотность жидкой фазы бурового раствора, $кг/м^3$.

$$Vфил = \frac{2{,}51}{\rho_{бр} - \rho_ж} \left(k_k \cdot D_{дол} - \frac{h}{2}\right) L_{ос} \ [м^3], \quad (11)$$

где h – толщина фильтрационной корки (принимается равным 0,002-0,003 м для растворов с низкой водоотдачей).

$$Vспо = \frac{4L_{ос} + 2L_{зс}}{1000} \ [м^3], \quad (12)$$

При использовании на различных интервалах буровых растворов одного типа или имеющих схожий состав (глинистый – полимерглинистый)

допускается переводить определенную долю раствора на следующий интервал, при условии, что параметры «второго» раствора можно получить разбавлением или введением дополнительных химических реагентов.

Перевод раствора на следующий интервал позволяет сократить потребное количество приготовляемого раствора и сэкономить материалы и химические реагенты. Согласно программам приготовления и обработки бурового раствора, допускается перевод до 60% объема раствора, имеющегося в конце интервала согласно формуле (13):

$$V\text{перев} = 0{,}2..0{,}6(\boldsymbol{V}\text{скв} + \boldsymbol{V}\text{цс} + \boldsymbol{V}\text{ем}), [\text{м}^3], \quad (13)$$

Потребное количество химических реагентов для приготовления буровых растворов представлено в приложении Е таблице Е.1.

Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2580 м приведено в приложении Е таблице Е.2.

На рисунке Е.1 в приложении Е приведена схема очистки бурового раствора.

### 2.2.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблицах 18-20.

Таблица 18 – Гидравлические показатели промывки скважины

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с | Удельный расход, л/с на см2 к.п. | Схема промывки | Гидромониторные насадки | | Скорость истечения, м/с | Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| от (верх) | до (низ) | | | | | кол-во | диаметр | | |
| **Под направление** | | | | | | | | | |
| 0 | 60 | бурение | 0,395 | 0,044 | Периферийная | 5 | 11 | 112.7 | 474,4 |
| **Под кондуктор** | | | | | | | | | |
| 60 | 520 | бурение | 0,743 | 0,068 | Периферийная | 5 | 12 | 82.7 | 219 |
| **Под эксплуатационную колонну** | | | | | | | | | |
| 520 | 2580 | бурение | 0,706 | 0,064 | Периферийная | 5 | 8 | 93 | 136,2 |

Таблица 19 – Режим работы буровых насосов

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Тип | Количество | Режим работы бурового насоса | | | | | | Суммарная производительность насосов в интервале, л/с |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| от (верх) | до (низ) | | | | КПД | диаметр цилиндровых втулок, мм | допустимое давление, кгс/см2 | коэффициент наполнения | число двойных ходов в мин. | производительность, л/с | |
| 0 | 60 | бурение | УНБ-600 | 2 | 0,95 | 160 | 133.6 | 1 | 65 | 26,775 | 53,55 |
| 60 | 520 | бурение | УНБ-600 | 2 | 0,95 | 150 | 171 | 1 | 65 | 23,375 | 46,75 |
| 520 | 2580 | бурение | УНБ-600 | 1 | 0,95 | 150 | 171 | 1 | 65 | 23,37 | 23,37 |

Таблица 20 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

| Интервал по стволу, м | | Вид технологической операции | Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2 | Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | элементах КНБК | | бурильной колонне | кольцевом пространстве | Обвязке буровой установки |
| от (верх) | до (низ) | | | насадках долота | забойном двигателе | | | |
| 0 | 60 | бурение | 98,3 | 88,6 | 0 | 3,4 | 0,2 | 10 |
| 60 | 520 | бурение | 124,91 | 46,8 | 77,1 | 3,6 | 2,1 | 10 |
| 520 | 2580 | бурение | 150,7 | 58,3 | 10,9 | 23,3 | 12,4 | 6,3 |

## 2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.3.1 Расчет обсадных колонн

*Продавочная жидкость*: в качестве продавочной жидкости для расчетов будем применять техническую воды ($\rho_{прод}$ = 1000 кг/м$^3$).

*Буферная жидкость:* согласно рекомендации к выбору буферной жидкости представленной в РД 39-00147001-767-2000 при данных геологических условиях и возможных осложнений необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению.

Так как данный тип буферной жидкости обычно обладает повышенной вязкостью относительно других, то будем использовать плотность 1050 кг/м$^3$.

*Облегченный тампонажный раствор*: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1500 кг/м$^2$.

*Тампонажный раствор нормальной плотности:* плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1920 кг/м$^2$.

*Определение интервалов цементирования тампонажными растворами различной плотности:*

**Направление:** цементируется раствором нормальной плотности 0-60 м.

**Кондуктор:** цементируется раствором нормальной плотности на интервале420-520 м, облегченным 0-420 м.

**Эксплуатационная колонна:** цементируется раствором нормальной плотности на интервале 1350-2580 м, облегченным 370-1350 м.

#### 2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

В приложении Ж на рисунке Ж.1 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

***Случай 2: конец эксплуатации скважины***

На рисунке Ж.2 в приложении Ж представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины.

***Кондуктор***

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 2.

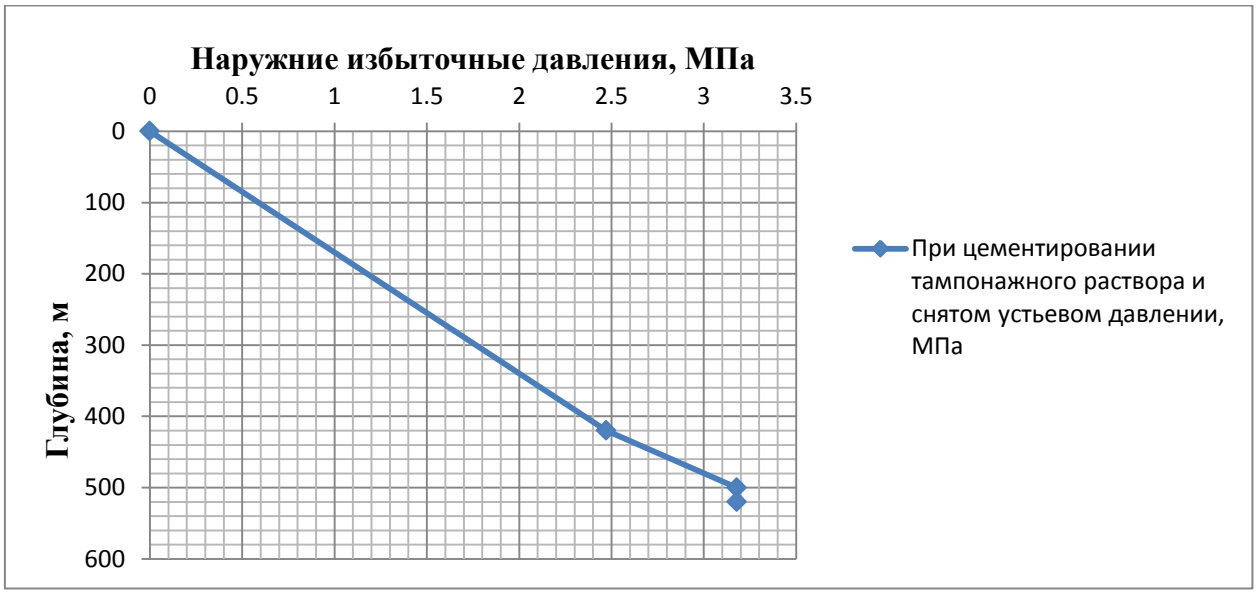



Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

***Эксплуатационная колонна***

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации нефтяной скважины представлены на рисунке 3.

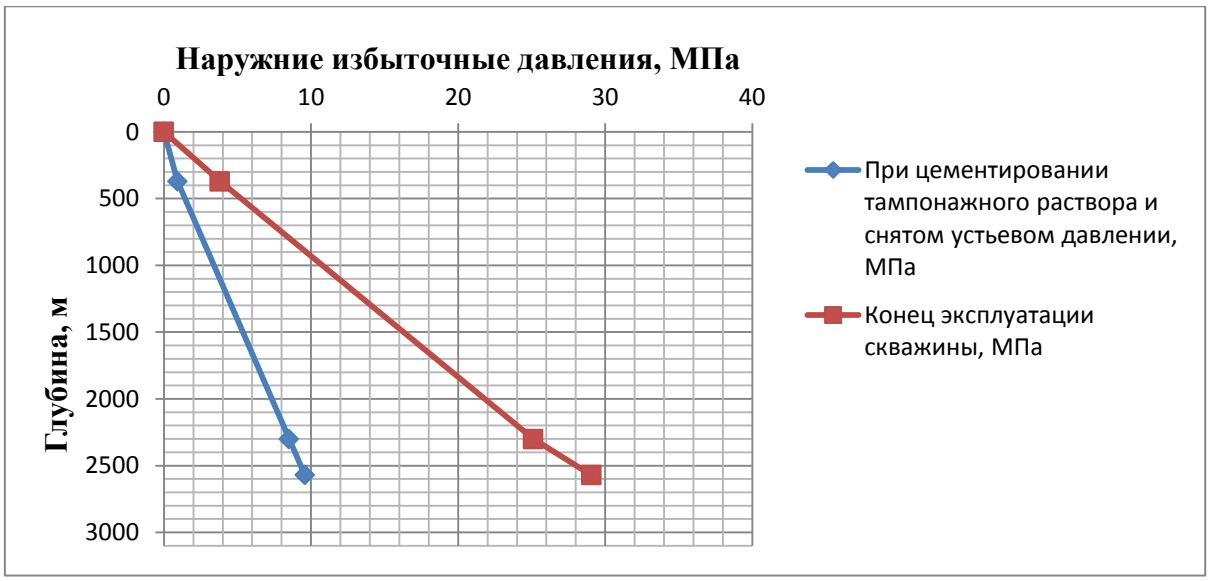



Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

### 2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

***1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора***

На рисунке Ж.3 в приложении Ж представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

***2 случай: опрессовка обсадной колонны***

На рисунке Ж.4 в приложении Ж представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

***Кондуктор***

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 4.

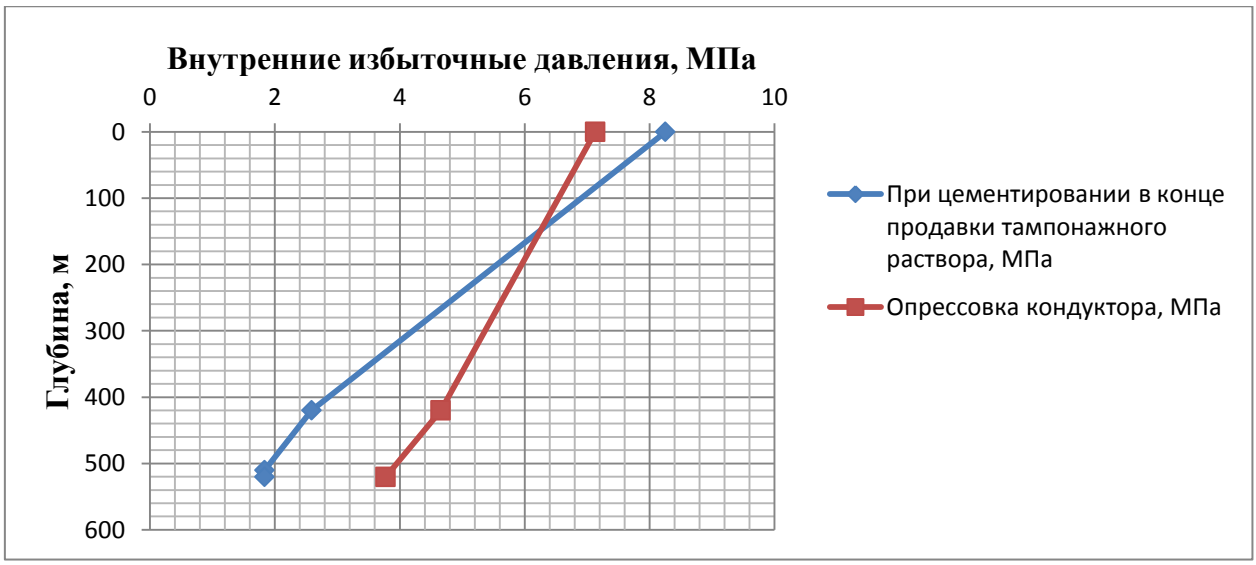



Рисунок 4 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

***Эксплуатационная колонна***

Результаты расчета внутренних избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 5.

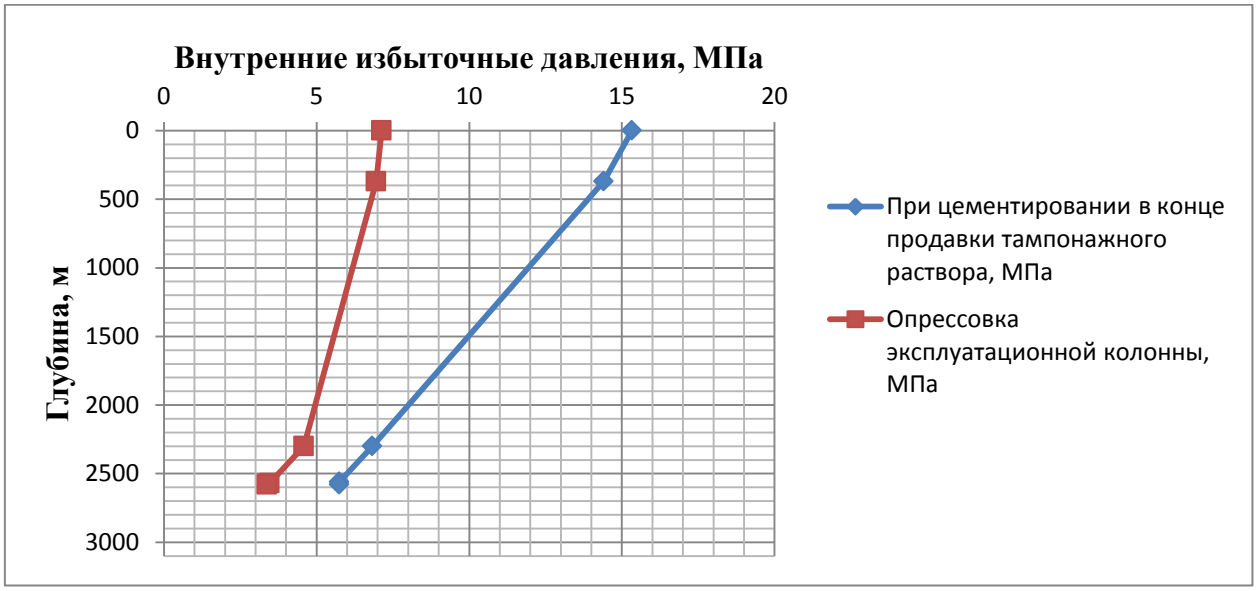



Рисунок 5 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

### 2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Характеристика секций обсадных колонн

| № секций | Тип резьбового соединения | Группа прочности | Толщина стенки, мм | Длина, м | Вес, кг | | | Интервал установки, м |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | 1 м трубы | секций | суммарный | |
| | Направление | | | | | | | |
| 1 | Треугольная | Д | 8,5 | 60 | 67 | 4020 | 4020 | 0-60 |
| | Кондуктор | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 7,9 | 520 | 47 | 24440 | 24440 | 0-520 |
| | | | | | | | | |
| | Эксплуатационная колонна | | | | | | | |
| 1 | ОТТМ | Д | 10,6 | 230 | 35,4 | 8142 | 84047 | 2350-2580 |
| 2 | ОТТМ | Д | 8,0 | 2350 | 32,3 | 75905 | | 0-2350 |

### 2.3.2 Расчет процессов цементирования скважины

#### 2.3.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора (14):

$$0{,}95 * P_{\text{гр}} > P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}}, \quad (14)$$

$38{,}45$ МПа $> 41{,}07$ МПа. Условие не выполняется, следовательно, проектируется двухступенчатое цементирование.

#### 2.3.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей и количества составных компонентов

В качестве тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ – II – 100 с водоцементным отношением $m_{\text{н}} = 0{,}5$. Для облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ – III – Об (4-6) – 100 с водоцементным отношением $m_{\text{обл}} = 0{,}95$.

Для приготовления буферной жидкости предполагается использование МБП-СМ (материал буферный порошкообразный структурировано-моющий) в смеси с водой.

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

Таблица 22 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

| **Наименование жидкости** | **Объем жидкости, м$^3$** | | **Плотность жидкости, кг/м$^3$** | **Объем воды для приготов-ления, м$^3$** | **Наименование компонента** | **Масса компонента, кг** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Буферная жидкость | 10,45 | 8,36 | 1050 | 7,83 | МБП-МВ | 125,4 |
| | | 2,09 | | 1,98 | МБП-СМ | 146,3 |
| Продавочная жидкость | 49,12 | | 1000 | 49,12 | - | - |
| Облегченный тампонажный раствор | 54,05 | | 1500 | 42,09 | ПЦТ–III–Об(4-6)-100 | 81075 |
| | | | | | НТФ | 7,13 |
| Нормальной плотности тампонажный раствор | 5,2 | | 1920 | 3,67 | ПЦТ - II - 100 | 9984 |
| | | | | | НТФ | 2,16 |

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

По формуле (15) рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сух} / G_б \qquad (15)$$

Для цемента нормальной плотности:

*m = 6,81/13=0,52 (требуется 1 цементосмесительная машина).*

Для облегченного:

*1 ступень:*

*m = 12,54 / 10=1,25(требуется 2 цементосмесительных машины, требуется 1 дозаторка цемента во время приготовления)*.

*2 ступень:*

*m = 26,43 / 10=2,64(требуется 3 цементосмесительных машины).*

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчетами ее количества разработана технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, изображенную на рисунке 6.

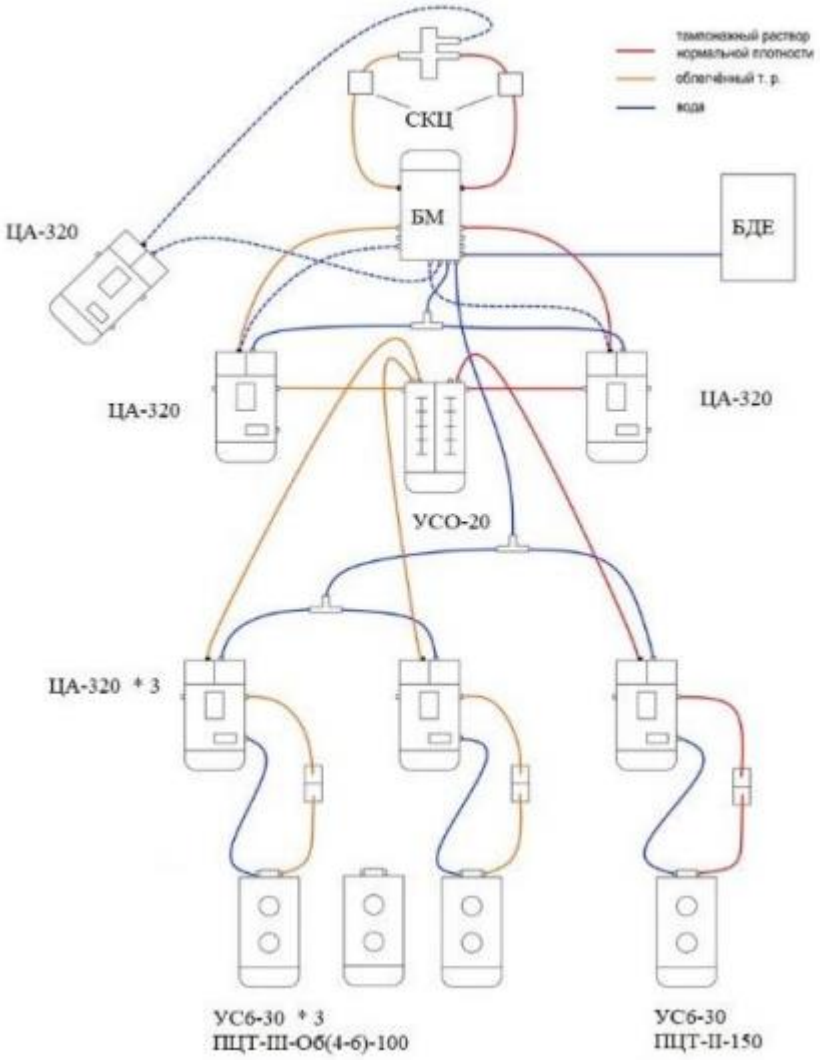



Рисунок 6 – Схема обвязки цементировочной техники с применением цементносмесительных установок и бачка затворения

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

### 2.3.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

***Выбор жидкости глушения***

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в

стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле (16).

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+\text{к})\cdot \text{Р}_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \quad (16)$$

Где $k$ – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым.

$\text{Р}_{\text{пл}}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

$h$ – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+\text{к})\cdot \text{Р}_{\text{пл}}}{g \cdot h} = \frac{(1+0{,}05)\cdot 25{,}15.10\text{^}6}{9{,}81 \cdot 2580} = 1043{,}37 \text{кг/м}^3$$

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 17.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2\,V_{\text{внэк.}} = 2 * 47{,}87 = 95{,}74 \text{м}^3 \quad (17)$$

Где $V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, м$^3$.

***Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов***

В таблицу 23 внесены технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 23 – Перфорация скважины

| **Мощность перфорируемого объекта, м** | **Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)** | **Вид перфорации** | **Типоразмер перфоратора** | **Плотность перфорации, отв./1 м** | **Количество спусков перфоратора** |
|---|---|---|---|---|---|
| 15 | Кабель | Кумулятивная | ORION 73КЛ | 20 | Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля |

***Выбор типа пластоиспытателя***

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах **КИИ-95/146.**

***Выбор типа фонтанной арматуры***

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). Принимаем арматуру фонтанная **АФ1-80/65х21.**

## 2.4 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

| ***БУ 3200/200 ЭУ*** | | | |
|---|---|---|---|
| Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$) | 68,7 | $[G_{кр}] / Q_{бк}$ | 2,97 |
| Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$) | 91 | $[G_{кр}] / Q_{об}$ | 2,25 |
| Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$) | 118,3 | $[G_{кр}] / Q_{пр}$ | 1,73 |
| Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$) | 200 | | |
| ***Расчет фундамента буровой установки*** | | | |
| Вес вышечно-лебёдочного блока, т ($Q_{влб}$) | 185 | $k_{по}= P_{о}/ P_{бо}$ ($k_{по}>1,25$) | 5,16 |
| Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$) | 68,7 | | |
| Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$) | 91 | | |
| Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($К_{п}$) | 1,3 | | |
| Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$) | 12 | | |
| Площадь опорной поверхности фундаментов, м$^2$ ($F_{бо}$) | 325 | | |
| ***Расчет режимов СПО*** | | | |
| Скорость | Количество свечей | Поднимаемый вес, кН | |
| 1 | - | - | |
| 2 | - | - | |
| 3 | - | - | |
| 4 | 1 | 864 | |
| 5 | 37 | 564 | |
| 6 | 43 | 368 | |

# 3 Геометрия резцов PDC и наиболее значимые их параметры

Совершенствование долот PDC, а в частности инновационные разработки новых резцов, дали возможность увеличить скорость и глубину проходки. При этом уменьшилось число спуско-подъемных операций, уменьшилась аварийность на буровых.

PDC резец представляет собой слой поликристаллических алмазов (PolyCrystalline Diamond Compact = PDC), синтезированных на подложку из твердого сплава (карбида вольфрама) под воздействием давления и высокой температуры.

Резцы изготавливаются таким образом, что слой PDC прочно запрессовывается в подложку из карбида вольфрама так, чтобы получилась цельная конструкция.

Размер алмазных зерен в резцах колеблется от 20 до 40 μm, средний размер частиц твердого сплава 3-7 μm, а средний вес кобальта равен 10-13%.

Для изготовления этих резцов, как правило, используются кристаллы алмаза высшего сорта, которые спекаются при температуре, приблизительно, 1400-1500°C и давлении, в диапазоне 6-8 ГПа в присутствии жидкого металлического катализатора, как правило, кобальта, который выполняет функцию связующего вещества.

Целью реферативной исследовательской работы является изучение геометрии резцов PDC и наиболее значимых их параметров.

В работе необходимо решить следующие задачи:

1. Изучить области использования PDC-долот. Критерии оптимальности геометрии установки резцов в корпусе долота PDC.

2. Рассмотреть применение новых технологичных резцов PDC с оптимизированными геометрическими параметрами.

При исследовании будут использоваться статьи, учебные материалы, ресурсы сети Интернет.

## 3.1 Области использования PDC-долот. Критерии оптимальности геометрии установки резцов в корпусе долота PDC

Использование алмазных (секторных) долот вызвано их высокими буровыми характеристиками, для раздрабливания твёрдых пород инструмент оснащён поликристаллическими композитными вставками (резцами). Резцы могут быть впаяны (если стальное основание) или внедрены в состав материала (если основание порошковая матрица). Область применения PDC долот представлена в таблице И.1.в приложения И.

Функциональность у алмазных долот лучше, чем у шарошечных долот. Отверстия, пробуренные ими круглые, а не треугольные с округлыми вершинами. Алмазные резцы обеспечивают гладкость стенкам скважины при проходке, они долговечны при использовании, в этих долотах нет движущихся элементов, что определяет их прочность и безопасность [1]. Области применения типов PDC долот в зависимости от числа лопастей представлены на рисунке И.1. в приложении И.

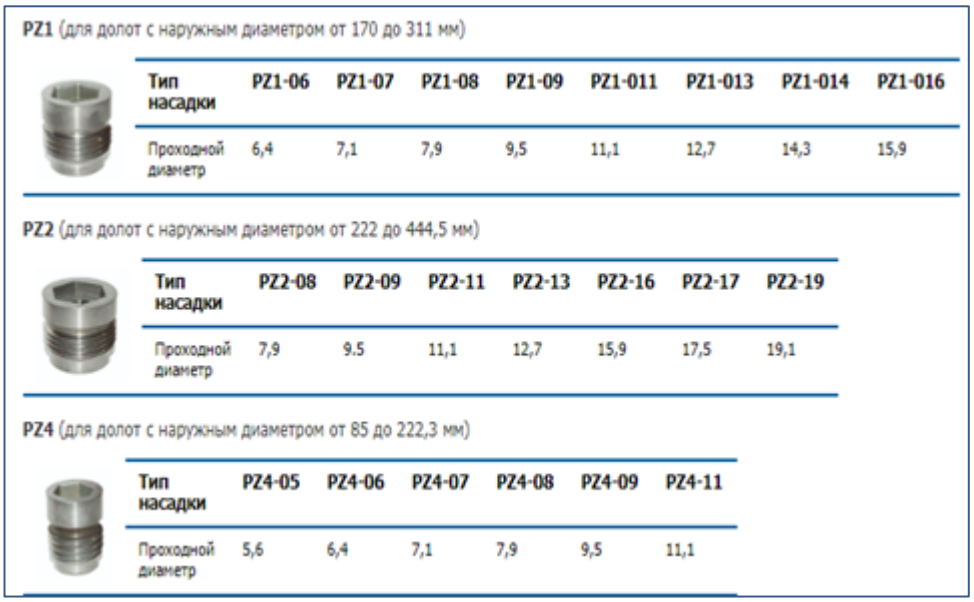
Недостатками данной модели режущего инструмента являются:

1. Инструмент дорогой;
2. Для бурения абразивных пород использовать нельзя;
3. Начало работы инструмента в скважине возможно только после предварительной подготовки (прежде разбуривают шарошечным долотом).

Рассмотрим для примера характеристики долот PDC российской компании ПП «БУРИНТЕХ», которая внедряет много инновационных решений при производстве режущего инструмента для бурения. На рисунке 7 представлена маркировка долота, а на рисунке И.2 в приложении И изображены дополнительные опции выпускаемых инструментов. В таблице И.2 в приложения И даны характеристики режущего инструмента, маркировки долота PDC- типа БИТ 295,3 БОК 616 . Долота изготавливают данной фирмой как стальные, так и матричные [2].

Размеры резцов у производимых долот:8 мм, 10 мм, 13 мм, 16 мм, 19 мм. Применяются насадки на данные инструменты (рисунок 8).

Рисунок 7 – Маркировка долот PDC



**PZ1** (для долот с наружным диаметром от 170 до 311 мм)

| Тип насадки | PZ1-06 | PZ1-07 | PZ1-08 | PZ1-09 | PZ1-011 | PZ1-013 | PZ1-014 | PZ1-016 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Проходной диаметр | 6,4 | 7,1 | 7,9 | 9,5 | 11,1 | 12,7 | 14,3 | 15,9 |

**PZ2** (для долот с наружным диаметром от 222 до 444,5 мм)

| Тип насадки | PZ2-08 | PZ2-09 | PZ2-11 | PZ2-13 | PZ2-16 | PZ2-17 | PZ2-19 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Проходной диаметр | 7,9 | 9.5 | 11,1 | 12,7 | 15,9 | 17,5 | 19,1 |

**PZ4** (для долот с наружным диаметром от 85 до 222,3 мм)

| Тип насадки | PZ4-05 | PZ4-06 | PZ4-07 | PZ4-08 | PZ4-09 | PZ4-11 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Проходной диаметр | 5,6 | 6,4 | 7,1 | 7,9 | 9,5 | 11,1 |

Рисунок 8 – Насадки, применяемые для долот с разным наружным диаметром

Следующие разработки рассмотрим на примере продукции компании ООО «ДИС», которая является официальным представителем трех ведущих Китайских заводов, производящих PDC резцы.

Поставляемые на Российский рынок резцы делятся на несколько серий, что обуславливает их применение для бурения скважин в тех, или иных условиях. Технические и технологические факторы, влияющие на работу PDC-долот, наглядно представлены в таблице И.3 в приложении И.

Серия UG и MZ: PDC резцы эконом-класса (рисунок 9), они применяются для бурения мягких пород, изготовления бурголовок и защиты калибра.

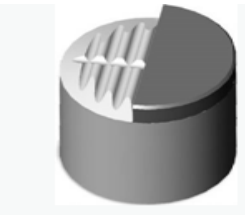


Рисунок 9 – PDC резцы серии UG и MZ

Особенностью является то, что процесс спекания под высоким давлением дает оптимизированную межфазную прочность при низком напряжении. Рекомендуется использование по средне-твердым и твердым породам. Результатом применения является стабильная износостойкость, высокая ударопрочность и хорошая незатупляемость.

Серия CPH: PDC резцы общего назначения с повышенной ударной прочностью (рисунок 10), которые используются по бурению средних и средне- твердых пород.

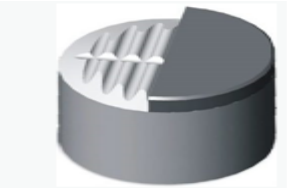


Рисунок 10 – PDC резцы серии CPH

Особенностью является то, что процесс спекания под высоким давлением дает оптимизированную межфазную прочность при низком напряжении. Рекомендуется использование по средне и средне-твердым породам. Результатом является отличная износостойкость, хорошая ударопрочность

Серия ST: PDC резцы среднего класса с повышенной износостойкостью и термостойкостью (рисунок 11), это позволяет использовать их при бурении высокообразивных пород.

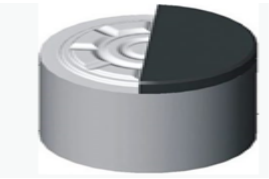


Рисунок 11 – PDC резцы серии ST

Особенностью является дизайн интерфейса с низким напряжением и двухслойным алмазом, он подходит для сверхабразивных твердых пород

Результатом является отличная термостойкость, с хорошей ударопрочностью [3].

Серия S и WZ: PDC резцы премиум класса (рисунок 12), которые имеют превосходную абразивную стойкость. Подходят для бурения средне-твердых и твердых пород.

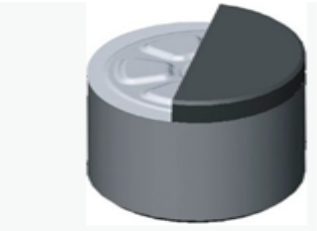


Рисунок 12 – PDC резцы серии S и WZ

Особенность является структура интерфейса со скошенным внешним кольцом под конус. Инструмент подходит для мягких и средних пород, показывает в результате надежное качество и отличную стабильность

Серия C и IZ: PDC резцы премиум класса (рисунок 13), которые имеют самую высокую ударную стойкость с хорошо сбалансированной термо и износостойкостью. Используются для бурения средне-твердых и твердых пород.

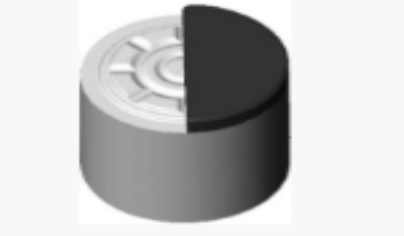
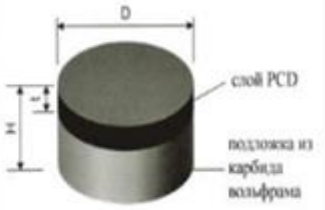


Рисунок 13 – PDC резцы серии C и IZ

Особенностью является структура интерфейса со скошенным внешним кольцом под конус, поэтому инструмент подходит для умеренно твердых и твердых пород. Результатом является надежное качество и отличная стабильность.

Сравнение абразивной и ударной стойкости резцов указанных серий представлено на рисунке И.3 приложения И. В таблице 25 приведены характеристики для выщелоченных резцов.

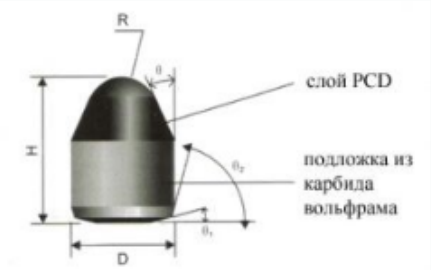
Таблица 25 – Характеристики PDC резцов

| Диаметр (D), мм | Допуск, мм | Высота алмазного слоя (t), мм | Общая высота резца (H), мм | |
|---|---|---|---|---|
| 13 | 0.44±0.25 | от 1.8 до 2 | 8.00±0.05mm |  |
| 13 | 0.44±0.25 | от 1.8 до 2 | 13.00±0.05mm | |
| 16 | 0.44±0.25 | от 1.8 до 2 | 8.00±0.05mm | |
| 16 | 0.44±0.25 | от 1.8 до 2 | 13.00±0.05mm | |
| 19 | 0.44±0.25 | от 1.8 до 2 | 8.00±0.05mm | |
| 19 | 0.44±0.25 | от 1.8 до 2 | 13.00±0.05mm | |



Наиболее распространённые типоразмеры конических резцов приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Характеристики конических PDC резцов

| Диаметр (D), мм | Общая высота резца (H), мм | Радиус (R), мм | Угол наклона θ | |
|---|---|---|---|---|
| 8 | 9,2 | 4,5 | |  |
| 9,5 | 10 | 4,9 | | |
| 10 | 10,5 | 3,8 | 33°15' | |
| 11,2 | 13,8 | 5,5 | 21°00' | |
| 11,5 | 10 | 8,9 | | |
| 12 | 9,5 | 8,6 | | |
| 12,5 | 12 | 16,6 | | |
| 13,4 | 14 | 6,7 | | |
| 14 | 17,4 | 5,5 | 23°30' | |
| 14,5 | 20,6 | 5 | 23°15' | |



Резцы фирмы Syndrill представлены четырьмя сериями и имеют следующие характеристики.

***Серия GOS:***

− Новый высокотехнологичный и сложный интерфейс аналогичный резцам GUDE, GLSF, GOM, GOS применяется на всех резцах премиум уровня;

− Доступны все типоразмеры: 13, 16, 19 мм;

− Модифицированная мультимодальная смесь алмаза с кобальтом и вольфрамом обеспечивает отличное соотношение абразивной и ударной стойкости;

− Резцы относятся к среднему премиум уровню;

− Оптимизированные условия и режимы прессования.

GOS резцы – это новое поколение резцов HTHP, т. е. резцов, синтез которых осуществлен на гораздо более высоком (7 гп) усилии прессования и более высокой температуре, чем все предыдущие резцы. Также несколько изменено содержание кобальта и вольфрама. Все эти изменения привели к тому, что GOS очень значительно превосходит все остальные резцы E6 по абразивной стойкости, сохранив при этом хорошую ударную стойкость.

***Серия IM-I:***

IM обозначает новый тип ударостойких PDC резцов от компании Element six, I обозначает очередное поколение PDC резцов – IM-I это новое поколение PDC резцов высокого прессования для применения в условиях высоких ударных нагрузок и вибраций по средним и твердым породам.

Доступны все типоразмеры: 13, 16,19 мм.

Syndrill PDC резец IM-I предназначен для повышения производительности буровых инструментов, которые требуют отличную ударопрочность, но с хорошей износостойкостью.

Имеет превосходную устойчивость к скалыванию посредством ударных нагрузок.

***Серия GP-2:***

GP обозначает новый тип PDC резцов общего использования с увеличенной износостойкостью, 2 обозначает очередное поколение PDC резцов. GP-2 – это новое поколение PDC резцов высокого

прессования для применения в условиях высоких требований к низкому износу резцов и достаточной ударной стойкости.

Доступны все типоразмеры: 13, 16,19 мм.

***Серия SQC:***

Резцы для нестандартных и специальных применений.

Основные размеры: 0808, 0908, 1008.

Применение данных резцов, как правило, ограничено конструкциями долот и буровых головок. С успехом применяются в буровых головках при восстановлении долот, для мягких и средних пород.

Расположение резцов фирсы Syndrill Syndrill представлено на рисунке 14.

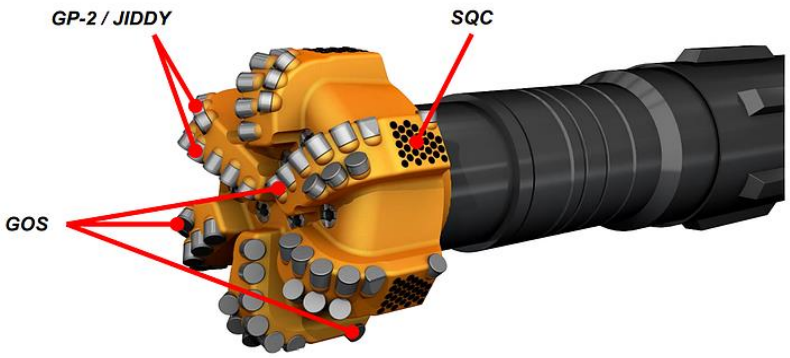



Рисунок 14 – Резцы фирмы Syndrill

Для того чтобы определить, как геометрия резцов влияет на работу долота, было проведено исследование. Эксперимент производили на Западно-Сибирском нефтегазовом промысле, на котором не было специальных подготовок скважин [4].

При бурении горных пластов долотами вида PDC, все резцы движутся по определённому маршруту. На них воздействует регулярно сила G, а также вращающий момент Mv. Геометрический график движения представляет собой трёхмерную спираль с углом i, а также одинаковым шагом для всех рабочих частей обрабатывающего инструмента, он соответствует изменению рабочей глубины долота за один оборот (Рисунок И.4, приложение И).

Длина пути резцов с наружи инструмента при бурении имеет большую величину, чем длина пути у резцов в центре корпуса долота.

У инновационных долот с диаметральным размером двести пятнадцать целых девять десятых миллиметров траектория перемещения отличается почти в четыре раза (Рисунок И.5, приложение И).

Показатели работы разрушения и износа резцов на разных участках корпуса долота, имеют очень сильные отличия. В связи с этим разработчики инструментов создают долота с резцами, которые вращаются не одинаково. Внутренние и внешние части не связаны при движении между собой, что их делает более устойчивыми к изнашиванию [5].

При взаимодействии долота с пластами, быстрота перемещения по вертикали и линейная скорость у каждой группы резцов будут свои. Долото при бурении пластов вращается с определённой скоростью, но скорость его элементов (резцов), находящихся в разных частях корпуса, будет различной, хотя время, которое тратится на один оборот долота для периферийных резцов и центральных будет одно и то же (Рисунок И.6, приложение И).

Значительно различаются скорости перемещения резцов у инструментов с диаметральным размером 215,9 мм, разница имеется порядка четырёхсот процентов. Свойства силовые и энергетические при бурении у данных долот тоже не одинаковы.

Утверждая данное заключение, исследователи провели эксперимент с режущими элементами долота (резцами), их стационарно закрепили. В итоге определили, что сила, препятствующая проникновению резцов в пласт при бурении, у периферийных резцов долота гораздо больше, чем сила проникновения для центральных резцов (Рисунок И.7, приложение И).

Очень важный момент, который необходимо отметить, это кинематика движения резцов долота PDC. Углы наклона трёхмерных спиралей, по которым резцы перемещаются, имеют значения различные. Центральные резцы гораздо сильнее, чем периферийные резцы входят в породу (Рисунок И.8, приложение И).

Данное несходство геометрических динамических свойств долота при бурении в соответствии от положения резцов в долоте PDC сильно влияет на качество функционирования самого инструмента [6].

Учитывая целесообразность монтировки резцов на долотах PDC на внешних и центральных венцах не должно упускаться следующее свойство: для всех групп режущих элементов долота должны совпадать величины угла резания i относительно динамической плоскости резания.

### 3.2 Применение новых технологичных резцов PDC с оптимизированными геометрическими параметрами. Резцы Stabilis

Современные разработки очень быстро находят своё применение в стремительно развивающейся отрасли нефтегазодобычи. Режущие инструменты компании Talon Force наряду с их инновационными решениями внедряются на месторождениях по всему миру.

Долота Talon Force обладают очень важной отличительной характеристикой – это наличие в них уникального режущего элемента Stabilis-резца.

На рисунке 15 изображена диаграмма, на которой сравниваются характеристики PDC долот Talon Force с характеристиками долот применяемых ранее фирмой «Бейкер Хьюз» по девяти критериям.

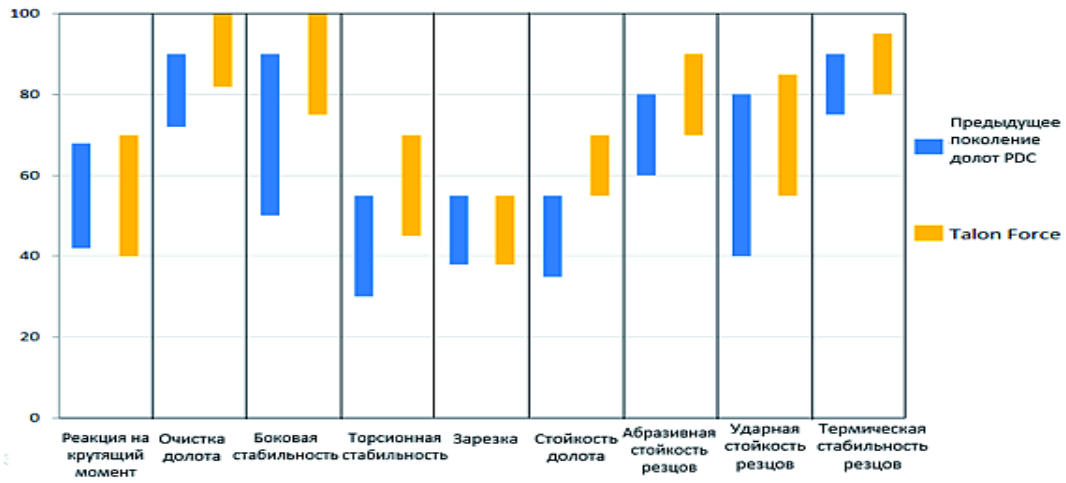



Рисунок 15 – Преимущества PDC долот Talon Force по сравнению с долотами предыдущего поколения в программном комплексе компании «Бейкер Хьюз» по девяти ключевым характеристикам

Инновационные режущие элементы Stabilis являются новым способом изготовления резцов PDC. Для их производства необходима среда с повышенным давлением и температурой. Резцы имеют инновационное решение по поводу изменения геометрических параметров режущей кромки. Помимо основной фаски для повышения прочности инструмента добавлена ещё одна (вторичная). Такой резец работает в забое дольше и скорость при проходке не снижает.

Главным фактором изнашивания резцов PDC в процессе проходки являются трещины. Они возникают при действии тепла (сил трения), остаточного напряжения в резце, действия на инструмент всевозможных видов иных сил. Долото в таком случае требует замены, так как уже не может обеспечить качественного процесса бурения [7].

Инструмент можно упрочнить и уменьшить вероятность появления на нём трещин, более чем в два раза. Для этого необходимо применить технологические разработки Stabilis.

В отличие от типового резца, инновационный резец имеет две фаски (типовой имеет одну фаску): на основной грани (как у типового резца), и на грани большего размера расположена вторичная фаска (рисунок 16).

Создание резцов Stabilis было необходимо для того, чтобы:

– Уменьшить тенденцию к возникновению трещин и сколов на режущем инструменте, тем самым увеличить их надёжность и срок службы;

– Ослабить жесткие удары;

– Улучшить траекторию продвижения стружек со срезанных пластов, возможность её быстрого удаления из скважины.

Эксперимент проводился над резцами Stabilis, их анализировали в несколько стадий, сопоставляли свойства инновационных резцов с характеристиками обычных резцов. Изначально апробировали только один резец, а потом тестировали функционирование множества режущих инструментов на так называемом симуляторе забоя (рисунок 17).

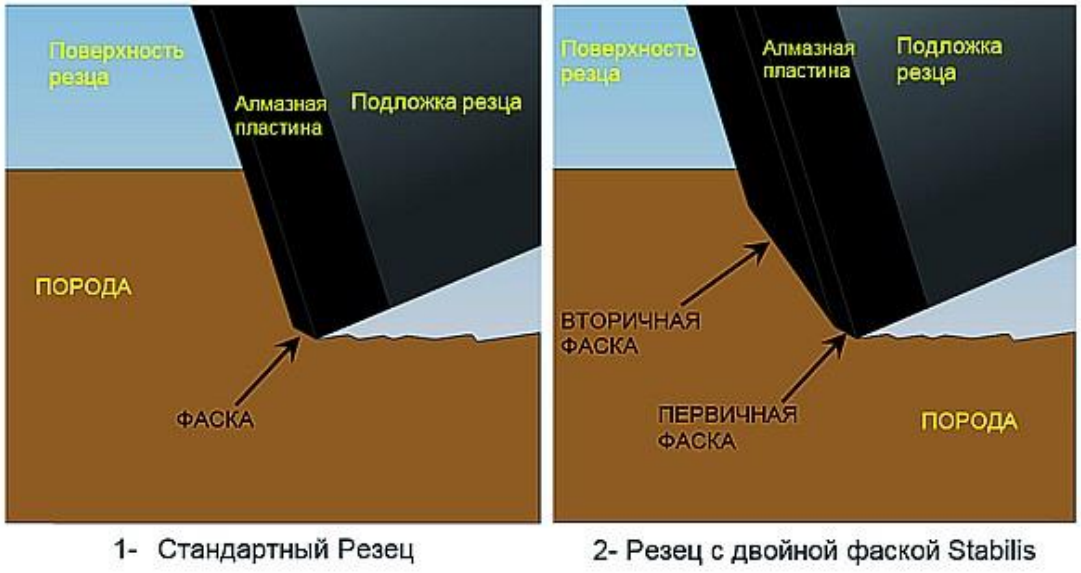



Рисунок 16 – Стандартный резец (1) и резец с двойной фаской Stabilis (2).

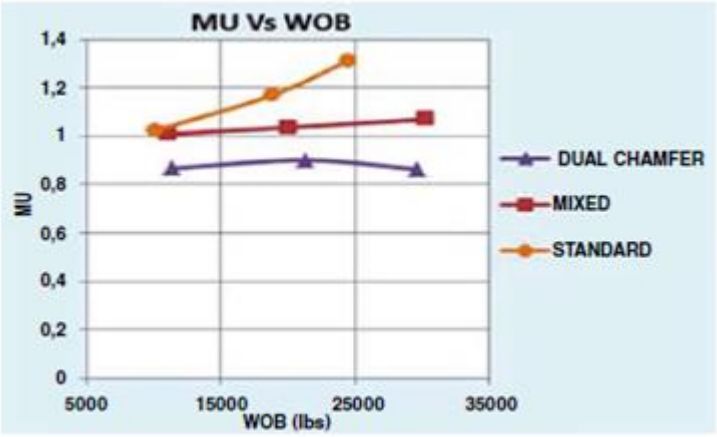



Рисунок 17 – Результаты тестов на симуляторе забоя

Проводили имитацию процесса бурения на симуляторе забоя почти сто тридцать раз целый год. Проводилась имитация различных условий для разных пластов: для песчаников, глинистых сланцев и известняков. В качестве экспериментального инструмента было взято шестилопастное долото диаметральным размером  двести двадцать два целых три десятых милиметра.

Использовался типовой инструмент  с  резцами обычными, а так же долото с резцами Stabilis. В тестирование использовали помимо вышеперечисленных инструментов долото с комбинированными резцами (стандартные резцы на торце и Stabilis на плечах).

Рисунок шесть нам показывает итог имитационного исследования. Произведённый анализ доказывает преимущество инновационной конструкции инструмента Stabilis, бурение ускорилось, стало более скоординировано и ритмично. Самый главный фактор, который определяет достоинства новых резцов – это стойкость инструмента: ударная стойкость; стойкость к абразивному износу (рисунок 18).

Рисунок 18 – Сравнеие стойкости стандартного резца и резца Stabilis

При апробации изучены габариты сколов раздробленных пластов. В итоге пришли к выводу, что обломки породы, которые производятся в процессе работы резцов Stabilis, сильнее дробятся и имеют конечный вид маленьких пластин (рисунок 19).

Рисунок 19 – Буровой шлам, полученный в результате теста на симуляторе долот с резцами со стандартной фаской(слева) и резцами Stabilis (справа)

Положительным фактором является мелкафракционность стружки, что позволяет при небольших затратах бурового раствора удалять её из шахты скважины.

Новейшие инструменты применялись при проходке на промысле ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта», бурился участок из пластов карбонатов скважина №49. Применялось восьмилопастное долото Talon Force, диаметральный размер которого двесте пятнадцать целых девять десятых милиметра. Резец взят типовой T508X, фазка стандартная.В итоге скорость проходки была очень велика на десять процентов выше обычных величин, которые были у PDC долот иных фирм (рисунок 20).

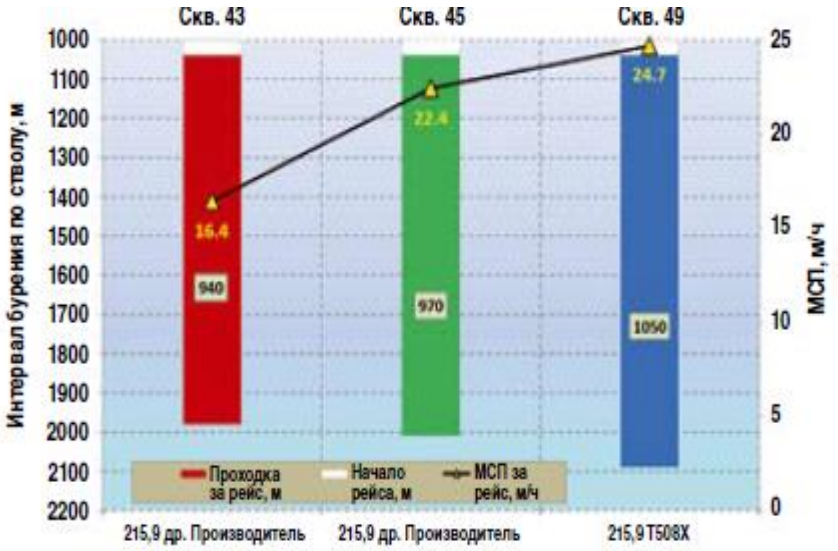



Рисунок 20 – Результаты бурения верхнего интервала эксплуатационной секции скважины Чечерского месторождения

Этот инструмент осуществил бурение на тысячу пятьдесят метров в один приём. Но его пришлось вынуть и сменить КНБК на роторную, так как срочно устраняли, имевшие место на тот момент, поглощения. После проходки участка у долота T508X явно видны повреждения: выщербины и поломка резцов (на носу и на плече инструмента), хотя общие габариты остались почти без изменений (рисунок 21).

Рисунок 21 – Фото долота T508X после подъёма на скважине «Чечерская 49»

Во всём мире используют режущие инструменты Talon Force, которыми уже пройден один миллион метров, в их числе керны скважин ТПП «РИТЭК-Самара-Нафта». Эксперимент производили с инструментами Talon Force, которые оснащены резами Stabilis, получены очень высокие результаты.

В первую очередь начали бурить в скважине № 101 Моздокского промысла (рисунок 22) (юг Самарской области) при разработке участка под эксплуатационную колонну. Проходка аналогичного участка долотами типа PDC, которые выпускают другие фирмы, на других забоях производят в два этапа. Инженеры фирмы «Бейкер Хьюз» усовершенствовали восьмилопастное долото Talon Force 215,9 мм T508FX, которое имело в своём составе резцы Stabilis, там, где оно подвергалось максимальному воздействию при бурении и истиралось [8].

На рисунке 23 видно, что инструмент T508FX вынут на поверхность без существенного износа, габариты его остались почти без изменений, а прекратили бурение, когда достигли плановой глубины скважины. Аналогия проводилась со скважиной № 102 (брался подобный участок) на том же промысле, использовали инструменты для бурения других фирм, и их показатели были слабее, чем у долот Talon Force с новейшими резцами Stabilis.

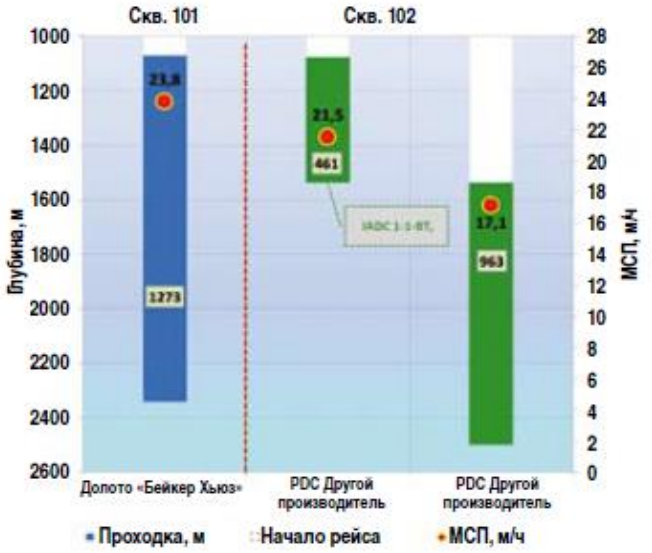



Рисунок 22 – Результат бурения верхнего интервала эксплуатационной секции скважины №101 и №102 Моздокского месторождения

Рисунок 23 – Фото 215,9 мм после бурения 1273 м на скважине №101 «Моздокская»

Использование долота инновационного типа дало возможность быстрее произвести проходку (рисунок 24).

Можно сделать вывод, что временной промежуток эффективной проходки верхнего участка сегмента технологической колонны, где были учтены работы по спуску и подъёму оборудования, был уменьшен более чем на один день.

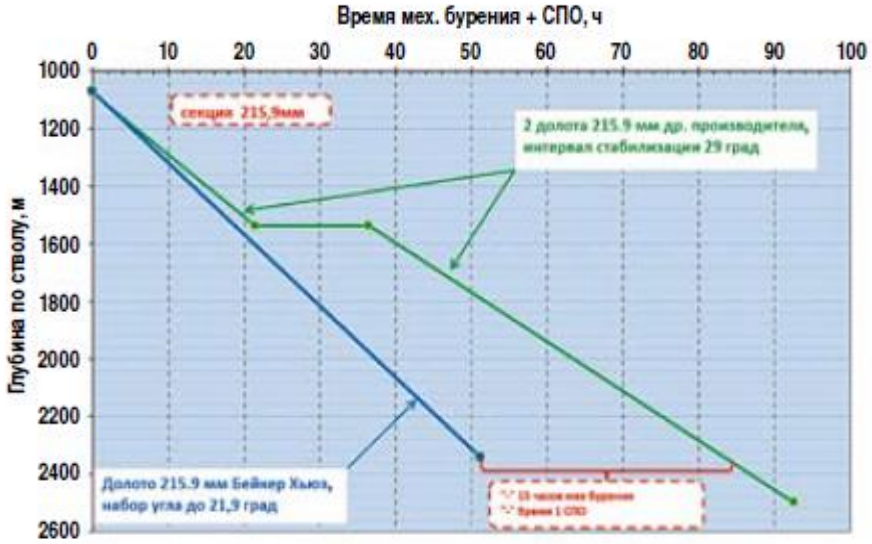



Рисунок 24 – График «Время бурения +СПО» верхнего интервала эксплуатационной секции скважины №101 и №102 Моздокского месторождения

### 3.3 Выводы

В результате исследования в реферативной работе была достигнута цель, изучена геометрия резцов PDC и наиболее значимых их параметров.

В работе были решены следующие задачи:

1. Изучены области использования PDC-долот. Критерии оптимальности геометрии установки резцов в корпусе долота PDC.

2. Рассмотрено применение новых технологичных резцов PDC с оптимизированными геометрическими параметрами.

При исследовании использовались статьи, учебные материалы, ресурсы сети Интернет.

PDC-долота являются новым инновационным инструментом для бурения скважин. Внедрение их в нефтегазодобывающей промышленности произошло несколько лет назад. Произведено не так много исследований этого инструмента, который имеет отличные свойства при проходке, выгодно отличаясь от шарошечных долот.

Значительным плюсом PDC долота перед долотом шарошечного типа является его износостойкость. Если долото PDC изменило свою форму, то возможен ремонт, а затем возврат в работу.

Механизм разрушения горной породы срезом в два раза эффективнее сжатия, и, соответственно, механическая скорость проходки (МСП) для долот PDC выше.

Разработка новых форм и профилей лопастей ведёт к улучшению управляемости долотами при наклонно-направленном бурении. А разработки в области резцов PDC позволяют бурить все более твердые породы, интервалы с переслаиванием крепких горных пород.

# 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

## 4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия «Газпром бурение»

### 4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

«Газпром бурение» было создано в мае 1997 года в результате объединения специализированных управлений буровых работ, входивших в состав газодобывающих предприятий ПАО «Газпром».

В состав новой компании вошли старейшие опытные предприятия по строительству скважин в различных геологических и климатических условиях, что дало возможность перераспределения в соответствии с производственной необходимостью боровых мощностей и кадрового потенциала между филиалами в разных регионах РФ.

Создание единой буровой компании укрепило ее позиции как основного подрядчика ПАО «Газпром» по строительству скважин и положительным образом отразилось на деятельности всех вошедших в его состав предприятий.

Всего за 1997-2013 годы компанией было пробурено более 7 млн. метров горных пород, закончены строительством 3669 скважин. По результатам разведочного бурения были построены 409 скважин с суммарной проходкой более 1,2 млн метров, что позволило открыть 25 новых месторождений и 64 новые залежи на открытых ранее месторождениях.

### 4.1.2 Организационная структура управления предприятием

«Газпром бурение» – генеральный подрядчик ПАО «Газпром» по строительству скважин на месторождениях и площадях полуострова Ямал, Восточной Сибири, Дальнего Востока и Приразломного месторождения в Печорском море. Среди партнеров «Газпром бурение», помимо ПАО «Газпром», крупнейшие российские газо-нефтедобывающие компании, такие как ОАО «НК Роснефть», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Газпром нефть», ПАО АНК «Башнефть», ЗАО «Независимая нефтяная компания» и другие.

1. «Управление технологического транспорта и специальной техники – Бурсервис», отвечает за транспорт (грузоперевозки, обслуживание);

2. «Национальный буровой сервис», сервисная компания, в ее состав входят следующие компании:

− «Центр горизонтального бурения», центр сопровождения наклонно-направленного бурения.

− «Центр цементирования скважин», компания, оказывающая услуги по цементированию скважин

− «НПК «Спецбурматериалы», компания, разрабатывающая материалы для сопровождения цементных и буровых растворов

− «Газпром бурение» – функциональная структура, в которой каждое подразделение выполняет свои конкретные задачи

− Центральная инженерно-диспетчерская служба (ЦИДС) координирует работу всех подразделений компании(ЦИДС). К подразделениям основного производства относятся районные инженерно-технологические службы (РИТС), оперативно объединяющие буровые бригады.

## 4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

### 4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины.

При расчете принимаются во внимание:

– данные геологические, технические и технологические согласно проекту;

– нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото;

– нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины.

Нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле (18):

$$T_{б} = \mathrm{T}_{бн} \cdot h, \quad (18)$$

где $\mathrm{T}_{бн}$ – норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала, м.

Нормативное время на выполнение остальных операций расчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [9, 10].

После определения продолжительности цикла строительства скважины, определяются по формулам:

Механическая скорость бурения (м/час) (19):

$$V_{M} = \frac{H}{t_m}, \quad (19)$$

где Н – глубина скважины, м;

$t_m$- продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час) (20):

$$V_{\mathrm{р}} = \frac{\mathrm{A}}{t_m + t_{\mathrm{СПО}}}, \quad (20)$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес) (21):

$$V_{\mathrm{к}} = \frac{H \cdot 720}{T_{\mathrm{к}}}, \quad (21)$$

где $T_{\mathrm{к}}$- календарное время бурения, час

Средняя проходка на долото по скважине(м) (22):

$$h_{ср} = \frac{H}{n}, \quad (22)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

Все расчеты сведены в нормативной карте в приложении К таблице К.1.

### 4.2.2 Линейный календарный график выполнения работ

В компании «Газпром-Бурение» режим работы вахт следующий: 30 дней сменной работы, по 12 сменных часов в сутки. Буровая бригада работает непрерывно, все работы выполняются согласно запланированному времени. Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

- вышкомонтажная бригада (монтаж и демонтаж буровой)
- буровая бригада (буровые работы)
- бригада испытания (работы по испытанию скважины)

Всего на сооружение скважины необходимо **322,75** часов

Линейный календарный график наглядно показывает занятость бригады и позволяет оценить возможность распределения, что позволяет избежать простоев. Он приведен в таблице 27

Таблица 27 – Линейный календарный график проведения работ на объекте

| **Бригады** | **Сутки** | **Месяцы** | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **1** | | | **2** | | | **3** | | |
| Вышкомонтажная | 40 | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| Буровая | 21 | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | |
| Испытания | 7 | | | | | | | | | |

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

Стоимость строительства скважины определяет сумму всех затрат, которые необходимо произвести, для выполнения полного объема работ по строительству скважины, а также все затраты по каждому отделению входящему в состав бурового предприятия. Для этого определяют:

- сметную цену всего объема буровых работ;
- накладные расходы всех производств, в том числе административно-хозяйственные;
- свод затрат по строительству скважины.

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам.

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [11].

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости об времени и объема работ.

Затраты, зависящие от времени:

- оплата труда буровой бригады;
- содержание бурового оборудования и амортизация.

Затраты, зависящие от объема работ (на 1 м проходки):

- расход долот;
- износ бурильных труб,
- расходуемые в процессе эксплуатации материалы, химические реагенты.

Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82 [11], для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Томской области на апрель 2020 года индекс составляет 218

Сводный расчет в ценах 1984 года приведен в приложении Л таблицах Л.1 и Л.2. Сводный сметный расчет представлен в приложении М в таблице М.1.

# 5 Социальная ответственность при строительстве скважины

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование наклонно-направленной скважины на нефтяном месторождении Томской области. На сегодняшний день производственной безопасности нефтегазовой отрасли, а в особенности при бурении нефтяных и газовых скважин, уделяется большое внимание. В первую очередь это связано с тем, что данная производственная отрасль является опасной для человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов. В данном разделе рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. Раздела ПБТОС является одной из важнейшей главой проекта на скважину, поэтому результаты анализы данного раздела могут быть использованы инженерами по охране труда, инженерам по промышленной безопасности при подготовке мероприятий предотвращения воздействия вредных факторов на кустовой площадке буровой.

## 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

### 5.1.1 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 [11]. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [13].

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» [14].

В отношении лиц, работающих вахтовым методом, ТК РФ закрепил некоторый перечень гарантий и компенсаций. Так, согласно ст. 302 ТК РФ лицам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются следующие виды гарантий:

1. Надбавка за вахтовый метод работы установлена в размере 75% тарифной ставки для работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, 50% тарифной ставки - для работающих в районах Сибири и Дальнего Востока и 30% тарифной ставки - для работающих в остальных районах.

2. Сотрудникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях.

3. Помимо ежегодного основного отпуска, сотрудникам, работающим вахтовым методом в северных регионах, предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск: для работающих в районах Крайнего Севера 24 календарных дня; для работающих в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера 16 календарных дней.

### 5.1.2 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» [15]: при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук; органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля; редко используемые средства отображения информации допускается располагать в

вертикальной/горизонтальной плоскости под углом ±60° от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием, 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» [16].

## 5.2 Производственная безопасность

### 5.2.1 Анализ опасных производственных факторов

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении наклонно-направленной эксплуатационной скважины. В таблице Н.1 в приложении Н представлены вредные и опасные факторы, которые возникают в процессе бурения и во время подготовительных мероприятий [17]. Далее каждый фактор будет рассмотрен подробно.

### 5.2.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

*Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе*. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (IA, особый), в холодный период года. К коллективным СЗ относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ Х с теплоизоляцией. При температуре ниже -40°С предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей. Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129- 06 [18].

*Превышение уровня шума*. Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ постоянный

производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБ для данного вида работ [19]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

*Превышение уровня вибрации*. Источники вибрации -это электродвигатели, буровые насосы, ротор, вибросито и дегазатор. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с$^2$ и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [20]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания и СИЗ.

*Повышенная загазованность воздуха рабочей среды*. Загазованность воздуха на буровой возникает из-за негерметичности используемого оборудования. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [21] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций, указанных в таблице 28.

Таблица 28 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [21]

| **Наименование вещества** | **Величина ПДК$_{РЗ}$, мг/м$^3$** | **Наименование вещества** | **Величина ПДК$_{РЗ}$, мг/м$^3$** |
|---|---|---|---|
| Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: углеводороды, диоксид серы, диоксид углерода | - | Пары нефти, бензина | 10 |
| | 100 | Сероводород | 3 |
| | 10 | Оксиды серы | 10 |
| | 9000 | Меркаптаны | 0,8 |

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СП 60.13330.2016 [22]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.024-2017 ССБТ [23].

*Недостаточная освещенность рабочей зоны*. Работа на буровой протекает в две смены. В ночную смену возникает проблема недостаточной освещенности рабочей зоны. 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) [24] и приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Требования к освещению производственного объекта

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

*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 репеллентов; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [25].

### 5.2.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

*Движущиеся машины и механизмы подвижные части производственного оборудования.* Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [24], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ. Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [26].

*Электрический ток.* Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя: проектирование, монтаж, наладка, испытание эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [27]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением; применение блокировочных устройств, защитного заземления буровой установки;

применение изолирующих, защитных средств при обслуживании электроустановок; допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

*Расположение рабочего места на значительной высоте.* Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [24] и включают в себя: использование верховым рабочим страховочного троса; оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м; установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов и шириной не менее 0,65 м.

*Пожаровзрывоопасность.* В целях предотвращения пожара на буровой установке 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; оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 [28].

В целях предотвращения взрыва на буровой проводятся мероприятия: исключение наличия источников возгорания; испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза согласно ПБНГП [24]; установка контрольно-измерительных приборов, защитной аппаратуры и табличек; исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

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

## 5.3 Экологическая безопасность

### 5.3.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут

вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды. Результаты анализа и природоохранные мероприятия для устранения воздействий на окружающую среду представлены в приложении Н в таблице Н.2.

### 5.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

***Защита атмосферы.*** Главными источниками загрязнения атмосферы на буровой установке являются использующиеся двигатели внутреннего сгорания, применяющиеся как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте. В меньшей степени на загрязнение влияют факельные установки, на которых происходит сжигание углеводородов, продукты выброса в результате открытого фонтанирования, летучие химические реагенты, применяемые при приготовлении бурового раствора. Продуктами загрязнения при работе ДВС являются углекислый газ $CO_2$ и оставшиеся продукты горения в виде сажи, при открытом фонтанировании – это природный газ с другими неорганическими компонентами, а при приготовление бурового раствора – все летучие химические элементы, применяющиеся при приготовлении бурового раствора. Для нормирования загрязнителей согласно ГН 2.2.5.3532-18 [29] устанавливаются ПДК для различных химических веществ и контролируются на практике. Все работы по охране атмосферы проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.2.03 – 87 [30]. Для защиты атмосферы от загрязнителей необходимо использоваться дизельные двигатели совместно с электрическими и постепенно полностью переходить на использование электрических приводов оборудования. Кроме того, целесообразно использовать дизельные двигатели с максимальным экологическим классом, несмотря на меньшую мощность, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. В цеху приготовления и очистки бурового раствора необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов. Для предотвращения открытого фонтанирования и

последующего загрязнения атмосферы необходимо соблюдать правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 [31].

***Защита гидросферы.*** Загрязнение гидросферы интенсивно происходит при бурении и креплении ствола. Во время бурения и вскрытия водонасыщенных пластов буровой раствор контактирует с горизонтом, в результате чего может происходить его загрязнение различными химическими реагентами. Поверхностные воды могут загрязняться в результате воздействия бытовых стоков, а также при недостаточной герметичности шламового амбара, из-за чего буровой раствор может поступать в приповерхностный водяной горизонт. Также существует вероятность загрязнения в результате открытого фонтанирования, во время которого происходит разлив нефти и последующее загрязнение как грунтовых вод, так и ближайших гидрологических объектов.

Правила по охране вод от загрязнения при бурении и добычи нефти и газа на суше приводятся в ГОСТ 17.1.3.12-86 [32]. Для защиты гидросферы необходимо использовать комплекс мер: использовать буровой раствор с низким показателем фильтрации и предотвращать его поглощение в интервале бурения; обеспечивать надежное крепление ствола скважины, предотвращая заколонные перетоки и обеспечивая изоляцию водоносных горизонтов; проектировать водоотводы, накопители и отстойники; сооружать очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков; предотвращать развитие негерметичности шламового амбара; соблюдать ПБ и предотвращать возникновение газоводонефтепроявления, переходящего в открытое фонтанирование, если не принимать соответствующих мер.

***Защита литосферы.*** На этапе строительно-монтажных работ и подготовки кустового основания к бурению происходит уничтожение и повреждение почвенного слоя, растительности, а также образуются различные искусственные неровности. Во время бурения существует вероятность загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами. Для предотвращения загрязнения литосферы необходимо контролировать герметичность шламовых амбаров и предотвращать утечки,

осуществлять перевозку твердых компонентов бурового раствора в герметичных упаковках или в специальном транспорте в виде бункеров, транспортировку жидких компонентов осуществлять в специальных цистернах. С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена 4-хступенчатая система очистки от шлама. При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [33]. Требования к контролю и охране почвы от загрязнений приводятся в ГОСТ 17.4.3.07-2001 [34]. Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель.

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 23.02.1994 №140 [35]. Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [36].

## 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

### 5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

| ЧС техногенного характера | ЧС природного характера |
|---|---|
| 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 [24]. 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.

### 5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают проведение работ согласно ПБНГП [24]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [37].

**Выводы:** В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства. Предложенные меры по предупреждению ЧС возможно использовать в групповых проектах на строительство скважин.

**Заключение**

В данной выпускной квалификационной работы на тему: «Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины глубиной 2580 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)» было выполнено: обоснование профиля и конструкции скважины, определены глубины спуска обсадных колонн и их число, выбраны интервалы цементирования, рассчитаны диаметр проектной скважины и диаметры обсадных колонн и разработана схема обвязки устья скважины.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать двухколонную конструкцию скважины. В связи с возможным гидроразрывом пласта под башмаком кондуктора на рассчитанной глубине проектируется спуск технической колонны на данную глубину, кондуктор спускается на глубину, позволяющую перекрыть интервал интенсивного поглощения бурового раствора.

Для качественному крепления стенок скважины и избежания заколонных перетоков, необходимо проектировать забой закрытого типа.

В целях экономии денежных средств для бурения интервалов под кондуктор и Эксплуатационная колонну проектируется ВЗД одного типоразмера и вида двигатель Д-240РС, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения  под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д-178РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

При бурении под направление проектируется шарошечное долото, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами,

Для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальное количество, тип буровых насосов и режимы их работы. Под направление был выбран бентонитовый буровой раствор, для формирования наиболее качественной стабилизирующей фильтрационной корки. В связи с наличием глин по всему разрезу скважины для бурения интервалов под кондуктор запроектированы полимерные-глинистые буровые растворы, которые минимизируют процесс набухание глин. Для бурения под ЭК выбран биополимерный раствор, в состав которого вход ингибитор (соль) KCL, который предупредит набухание глинистых минералов в призабойной зоне и обеспечит сохранение коллекторских свойств пласта.

Для подбора необходимых характеристик труб был выполнен расчет обсадных колонн на прочность. Для снижения экономических затрат было принято решение запроектировать эксплуатационную колонну двухсекционной. В интервал продуктивного пласта спускаются обсадные трубы группой прочности Д, данный выбор обусловлен требуемой прочностью труб для реализации МГРП, для проведения которого создается давление 362 атм. Второй секцией ЭК спускаются трубы с группой прочности Д, обладающая подобными прочностными характеристиками, также использование труб с меньшей толщиной стенки облегчает спуск обсадной колонны и позволяет увеличить проходной диаметр. Ввиду большого коэффициента кавернозности в оснастку обсадных труб проектируются центраторы-турбулизаторы, которые центрируют колонну в скважине и обеспечивают турбулизацию потока тампонажного раствора в затрубном пространстве, что повышает качество цементирования. В качестве буферной жидкости используются порошки двух видов: МБП-СМ и МБП-МВ. Первый обладает хорошей моющей способностью, второй обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважины.

Цементирование данной скважины выбрано одноступенчатое с двумя пробками.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта была использован кумулятивный перфоратор Скорпион 102.

Для низких и средних устьевых давлений применяли фонтанную арматуру по первой схеме АФ1-80/65х21.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-21-168х245 К1 ХЛ. , ОП5-280/80х21.

Для проведения буровых работ была подобрана вышка БУ - 3200/200 ЭУk-1М

В ходе работы были исследованы прорабатывающие башмаки при спуске обсадных колонн. Изучены их характеристики, применение, рассмотрены реактивные прорабатывающие башмаки при спуске обсадных колонн и рассмотрены прорабатывающие башмаки с силовым приводом. Для снижения риска возникновения осложнений при спуске обсадных колонн специалистами различных компаний разрабатываются и совершенствуются системы прорабатывающих башмаков.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству газовой скважины.

Раздел социальная ответственность содержит технику безопасности на буровой установке, также в данном разделе была рассмотрена охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

**Список использованных источников**

1. Назначение и классификация буровых долот. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://samaraburenie.ru/raznoe/dolota-dlya-bureniya.html, свободный (дата обращения 12.02.2020).

2. Официальный сайт Компании ООО «ДИС». [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://dis-s.ru/pdc-rezcy/, свободный (дата обращения 18.02.2020).

3. Материалы сайта Интех Диамант. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.intech-diamond.ru/almaznie-pdc-reztsy, свободный (дата обращения 18.02.2020).

4. Борисов К. И. Аналитическое исследование временной прочностной характеристики горной породы при резании-скалывании резцами PDC / К. И. Борисов, В. И. Рубцов // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. – 2014. – Т. 325 №1. Ресурсы планеты. – С. 172-180.[Электронный ресурс] – Режим доступа: http://earchive.tpu.ru/handle/11683/5303, свободный (дата обращения 12.02.2020).

5. Борисов К. И. Динамика работы резцов в процессе разрушения горных пород инструментами режуще-скалывающего действия типа PDC / К. И. Борисов // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. – 2010. – Т. 317, № 1: Науки о Земле. – С. 161-164. [Электронный ресурс] — Режим доступа: https://cyberleninka.ru/article/n/dinamika-raboty-reztsov-v-protsesse-razrusheniya-gornyh-porod-instrumentami-rezhusche-skalyvayuschego-deystviya-tipa-pdc/viewer, свободный (дата обращения 12.02.2020).

6. Балденко Ф. Д. Расчеты бурового оборудования / Ф. Д. Бадденко. – Москва.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина: 2005 – 428 с.

7. Кольчев И. В. Анализ эффективности применения долот с фиксированными резцами PDC после реставрации / И. В. Кольчев, А. Е. Анашкина // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития

нефтегазового комплекса: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и ученых, посвященной 35-летию филиала ТИУ в г. Нижневартовске (Нижневартовск,28 апреля 2016 г.) – Тюмень: ТИУ, 2016 – 344 с. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2016/02/Opyt-aktualnye-problemy-i-perspektivy-razvitiya-neftegazovogo-kompleksa-2016-g.pdf, свободный (дата обращения 12.02.2020).

8. Инновационные резцы Stabilis и долота Talon Force позволяют достичь новых рекордов при бурении карбонатов Самарской области. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://burneft.ru/archive/issues/2016-02/57, свободный (дата обращения 12.02.2020).

9. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf (дата обращения 05.05.2020).

10. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://standartgost.ru/g/pkey-142937432 (дата обращения 05.05.2020).

11. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х частях.

12. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003). 3. Указ Президента РФ от 10 апреля 1994 г. № 1200.

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

14. Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации».

15. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

16. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

17. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

18. МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».

19. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

20. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

21. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.

22. СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха».

23. ГОСТ 12.4.034-2017 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

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

25. Р 3.5.2.2487-09 «Руководство по медицинской дезинсекции».

26. РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин».

27. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 «Об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)».

28. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

29. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны

30. ГОСТ 17.2.2.03-87 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Нормы и методы измерений содержания окиси углерода и углеводородов в

отработавших газах автомобилей с бензиновыми двигателями. Требования безопасности

31. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

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

33. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».

34. ГОСТ Р 17.4.3.07-2001 Охрана природы (ССОП). Почвы. Требования к свойствам осадков сточных вод при использовании их в качестве удобрений

35. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы».

36. ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин».

37. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».

## Приложение А

## Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Проектный стратиграфический разрез

| Глубина залегания,м | | Стратиграфическое деление разреза. | | Коэффициент кавернозности |
|---|---|---|---|---|
| от | до | Название | Индекс | |
| 0 | 40 | четвертичные отложения. | Q | 1,3 |
| 40 | 90 | туртасская свита. | $P_{2/3}$ | 1,3 |
| 90 | 195 | новомихайловская свита. | $P_{2/3}$ | 1,3 |
| 195 | 255 | некрасовская свита. | $P_{1/3}$ | 1,3 |
| 255 | 470 | тавдинская свита. | $P_{1/3}$ –$P_{3/2}$ | 1,3 |
| 470 | 690 | люлинворская свита. | $P_{3/2}$-$P_{1/2}$ | 1,3 |
| 690 | 820 | талицкая свита. | $P_1$ | 1,25 |
| 820 | 990 | ганькинская свита. | $K_2$ | 1,25 |
| 990 | 1100 | берёзовская свита. | $K_2$ | 1,25 |
| 1100 | 1130 | кузнецовская свита. | $K_2$ | 1,25 |
| 1130 | 1550 | уватская свита. | $K_2$ | 1,25 |
| 1550 | 1740 | ханты-мансийская свита. | $K_1$ | 1,25 |
| 1740 | 2015 | викуловская свита. | $K_1$ | 1,25 |
| 2015 | 2200 | алымская свита. | $K_1$ | 1,25 |
| 2200 | 2650 | сангопайская свита | $K_1$ | 1,25 |

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками. Строение геологического разреза Крапивинского месторождения типично для нефтегазовых месторождений Томской области. Продуктивный горизонт – сангопайская свита выражена переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глинами темно-серыми, местами битуминозными.

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

| **Индекс страти-графи-ческого разреза** | **Интервал, м** | | **Горная порода** | **Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)** |
|---|---|---|---|---|
| | **от (верх)** | **До (низ)** | **краткое название** | |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| Q | 0 | 40 | Суглинки, супеси | Торфяники, суглинки, супеси |
| $P_{2/3}$ | 40 | 90 | Пески, глины | Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей |
| $P_{2/3}$ | 90 | 195 | Глины, пески | Глины серые и коричневые, пески светлые мелко-зернистые с прослоями бурых углей |
| $P_{1/3}$ | 195 | 255 | Пески, алевролиты | Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей |
| $P_{1/3} – P_{3/2}$ | 255 | 470 | Глины | Глины светло-зелёные, алевритистые с растительными остатками и прослоями бурого угля |
| $P_{3/2}$ - $P_{1/2}$ | 470 | 690 | Глины, опоки | Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опоковидные, в середине диатомовые, опоки серые |
| $P_1$ | 690 | 820 | Глины, алевролиты | Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевритистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита |
| $K_2$ | 820 | 990 | Глины | Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные |
| $K_2$ | 990 | 1100 | Глины, алевролиты | Глины серые, тёмно-серые опоковидные, алевритистые с прослоями алевролита и растительными остатками |
| $K_2$ | 1100 | 1130 | Глины | Глины тёмно-серые плот |
| $K_2 – K_1$ | 1130 | 1550 | Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины | Переслаивание песков, песчаников, алевролитов с глинами. Песчаники и алевролиты серые мелко-зернистые, глины тёмно-серые. |
| $K_1$ | 1550 | 1740 | Песчаники, алевролиты, глины | Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов. |

Продолжение таблицы А.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|---|---|---|---|---|
| $K_1$ | 1740 | 2015 | Песчаники, алевролиты, аргиллиты. | Песчаники и алевролиты серые мало-зернистые с прослоями аргиллитов темно-серых |
| $K_1$ | 2015 | 2200 | Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты | Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками |
| $K_1$ | 2200 | 2650 | Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты. | Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные. |

Физико-механические свойства пород Крапивинского месторождения типичны для месторождений Томской области. Продуктивный пласт в интервале 2515-2650 метров представлен песчаником, плотностью 2100 кг/м3, проницаемостью 3,3 м Дарси, пористостью 18%, глинистостью 11%. В соответствии с данными таблицы коллектор низкопроницаемый и это следует учесть при выборе конструкции эксплуатационного забоя.

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

| **Индекс стратиграфического подразделения** | **Интервал, м** | | **Краткое название горной породы** | **Плотность, г/см3** | **Пористость, %** | **Проницаемость, мД** | **Глинистость, %** | **Карбонатность, %** | **Предел текучести, кгс мм2** | **Твёрдость, кгс мм2** | **Коэффициент пластичности** | **Абразивность** | **Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)** |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **от** | **до** | | | | | | | | | | | |
| $К_2$ - $К_1$ | 1130 | 2015 | песок, песчан | 2,1 | 30 | 0,5 | 12 | 10 | 9-213 | 14-23,4 | 1,2-4,0 | III-VIII | МС, С |
| $К_1$ ($АС_{10}$) | 2400 | 2460 | песчан | 2,1 | 19 | 6,5 | 11 | 3,6 | 9-213 | 14-23,4 | 1,2-4,0 | III-VIII | С |
| $К_1$ ($АС_{11}$) | 2460 | 2515 | песчан | 2,1 | 19 | 9,4 | 10 | 2,5 | 9-213 | 14-23,4 | 1,2-4,0 | III-VIII | С |
| $К_1$ ($АС_{12}$) | 2515 | 2650 | песчан | 2,1 | 18 | 3,3 | 11 | 3,6 | 9-213 | 14-23,4 | 1,2-4,0 | III-VIII | С |

## Приложение Б

## Газонефтеводоносность по разрезу скважины

Первый водоносный комплекс мощностью 50 метров охватывает отложения палеогенового и четвертичного возраста. Содержание комплекса характеризуется пресными и слабо минерализованными водами. Свободный дебит 0,9 м3/сут.

Второй водоносный комплекс мощностью 60 м представлен песками и алевролитами Некрасовской свиты. Свободный дебит 0,07 м3/сут.

Третий водоносный комплекс, толщиной 905 метров представлен песками, песчаниками, алевролитами, аргиллитами и глинами. Свободный дебит 2500-4000 м3/сут.

Воды комплекса используются для питьевого водоснабжения и технологических нужд при строительстве скважины.

Таблица Б.1 – Водоносность по разрезу скважины

| **Интервалы залегания, м** | | **Тип коллектора** | **Плотность, г/см3** | **Свободный дебит, м3/сут** |
|---|---|---|---|---|
| **от** | **до** | | | |
| 0 | 50 | Поровый | 1,0008 | 90 |
| 195 | 255 | Поровый | 1,0003 | 0,07 |
| 1110 | 2015 | Поровый | 1,01 | 2500-4000 |

## Приложение В

## Возможные осложнения по разрезу скважины

Осложнения, являются типичными для данных горных пород. На борьбу с ними уходит достаточно большое количество времени. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

Таблица В.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

| **Интервалы залегания, м** | | **Вид осложнения** | **Характер возможных осложнений** |
|---|---|---|---|
| **от** | **до** | | |
| 0 | 690 | Осыпи и обвалы стенок скважины | интенсивные |
| 690 | 2015 | | слабые |
| 2015 | 2200 | | интенсивные |
| 1110 | 2015 | Нефтеводопроявления | вода, ρ = 1,01 г/см3 |
| 2400 | 2450 | | нефть, ρ = 0,796 г/см3 |
| 2460 | 2510 | | нефть, ρ = 0,775 г/см3 |
| 2515 | 2650 | | нефть, ρ = 0,788 г/см3 |
| 0 | 690 | Прихватоопасные зоны | |
| 1110 | 1550 | | |
| 1550 | 2700 | | |
| 0 | 690 | Поглощение бурового раствора | Максимальная интенсивность поглощения до 5,0 м3 / час |
| 1110 | 2015 | Разжижение бурового раствора | |
| 2015 | 2600 | Сужение ствола скважины | |

## Приложение Г

## Обоснование конструкции скважины

Таблица Г.1 – Расчет глубины спуска кондуктора

| Имя пласта | Ю11* | Ю12 | Ю13 |
|---|---|---|---|
| Lкр | 2400 | 2630 | 2760 |
| Гпл | 0,099 | 0,1 | 0,1 |
| Ггрп | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| ρн | 796 | 775 | 788 |
| Расчетные значения | | | |
| Пластовое давление | 237,6 | 246 | 251,5 |
| Lконд min | 450 | 520 | 510 |
| Запас | 1,09 | 1,09 | 1,10 |
| Принимаемая глубина | 520 | | |

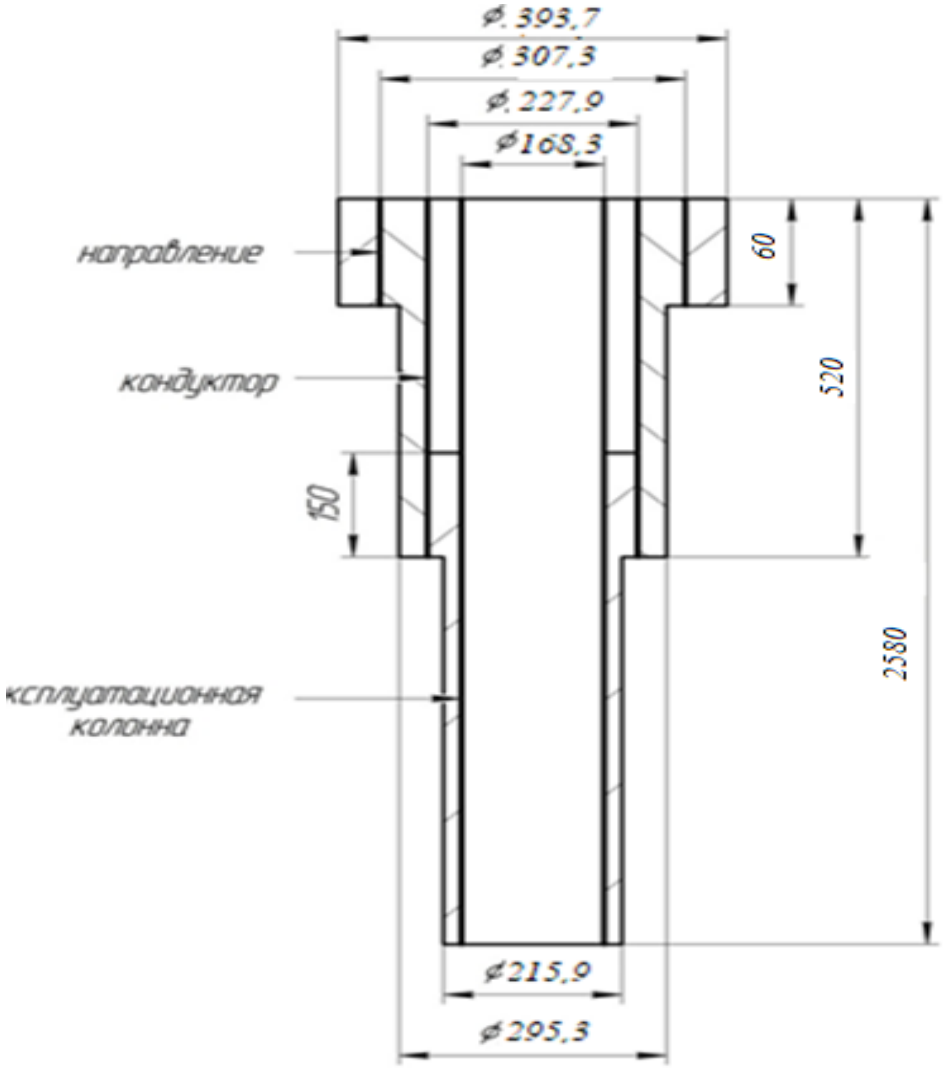



Рисунок Г.1 – Конструкция скважины

## Приложение Д

## Углубление скважины

Таблица Д.1 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

| **Интервал** | | **0-60** | **60-520** | **520-2580** |
|---|---|---|---|---|
| Шифр калибратора | | III 393,7 М-ГВ | III 295,3С-ГНУ-R58 | III 215,9 ТК - ГВ- R155 |
| Тип калибратора | | Со спиральными лопастями | С прямыми лопастями | С прямыми лопастями |
| Диаметр калибратора, мм | | 393,7 | 295,3 | 215,9 |
| Тип горных пород | | М | М | С |
| Присоединительная резьба | ГОСТ | 171 | 171 | 152 |
| | API | Pin 7 5/8 Reg | Pin 6 3/4 Reg | Pin 6 5/8 Reg |
| Длина, м | | 1,1 | 1,45 | 0,7 |
| Масса, кг | | 155 | 114 | 58 |

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

| **Интервал** | | **0-60** | **60-520** | **520-2580** |
|---|---|---|---|---|
| Исходные данные | | | | |
| $D_д$ | М | 0,3937 | 0,2953 | 0,2159 |
| | мм | 393,7 | 295,3 | 215,9 |
| $G_{ос}$, кН | | 69 | 52 | 72 |
| Q, Н*м/кН | | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| Результаты проектирования | | | | |
| $D_{зд}$, мм | | - | 236.24 | 172.72 |
| $M_р$, Н*м | | - | 2879.33 | 1862.19 |
| $M_о$, Н*м | | - | 147.65 | 107.95 |
| $M_{уд}$, Н*м/кН | | - | 37.94 | 27.41 |

Таблица Д.3 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

| **УБТ** | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **№секции** | **Тип** | **Диаметр, мм** | **Длина, м** | **Масса, кг** |
| 1 | УБТС 159х71 | 159 | 8 | 1225,6 |
| **Бурильные трубы** | | | | |
| **№секции** | **Тип** | **Диаметр, мм** | **Длина, м** | **Масса, кг** |
| 1 | ПК-127х9.19 Е | 127 | 3132 | 98758 |

Таблица Д.4 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

| № п/п | Интервал по стволу, м | | Типоразмер, шифр | Масса, кг | Длина, м | Назначение |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | от | до | | | | |
| 1 | 0 | 60 | 393,7 (15 1/2) STD221 | 170 | 0,4 | Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления |
| | | | Переводник М-171/177 | 77 | 0,415 | |
| | | | Калибратор КЛН 393,7 МС-4 | 260 | 1,32 | |
| | | | Переводник П-171/147 | 50 | 0,538 | |
| | | | УБТС 159х71 | 4,280 | 20 | |
| | | | Переводник П-117/147 | 46,1 | 0,523 | |
| | | | ПК-127х9.19 Е | 3893 | 149 | |
| 2 | 60 | 520 | 295,3 (10 5/8) FD416SM | 69 | 0,38 | Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора |
| | | | Переводник П-147/152 | 50 | 0,517 | |
| | | | Калибратор КП–222,3 СТ | 90 | 0,490 | |
| | | | ДРУ-240.7/8.40 | 1980 | 8,375 | |
| | | | КОБ-178-3-147 | 45 | 0,41 | |
| | | | Переводник П-117/147 | 46,1 | 0,523 | |
| | | | УБТС 159х71 | 4900 | 23 | |
| | | | ПК-127х9.19 Е | 15137,3 | 579,3 | |
| 3 | 520 | 2580 | 215,9 FD713MH | 35,6 | 0,38 | Бурение вертикального участка под ЭК, проработка ствола перед спуском ЭК |
| | | | Калибратор КЛС-215,9 СТ | 90 | 0,432 | |
| | | | Д-178 | 1259 | 8,29 | |
| | | | П-117/121 | 40 | 0,457 | |
| | | | УБТС 159х71 | 6,848 | 32 | |
| | | | Обратный клапан КОБ Т120-3-120 | 25 | 0,290 | |
| | | | Переливной клапан ПК-120 | 37,5 | 0,480 | |
| | | | П-121/133 | 50 | 0,484 | |
| | | | ПК-127х9.19 Е | 47870 | 1832 | |
| Σ | | | | 50251 | 1850 | |

## Приложение Е

## Компонентный состав бурового раствора и потребное количество компонентов

Таблица Е.1 – Потребное количество химических реагентов

| Наименование материала | Назначение | Упаковка ед. изм. | Потребное количество реагентов | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Направление | | Кондук-тор | | Экспл. колонна | | Итого | |
| | | Кг | кг | уп | кг | кг | кг | уп | кг | уп |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| Бентонит | Структурообразователь | 1000 | 6199 | 7 | 11296 | 12 | – | – | 14036 | 15 |
| Карбонат натрия $Na_2CO_3$ | Регулятор жесткости | 25 | 80 | 4 | 290 | 12 | 175 | 7 | 893 | 39 |
| NaOH | Регулятор pH | 25 | 71 | 3 | 323 | 13 | 98 | 5 | 661 | 28 |
| ИКД | Понизитель вязкости | 200 | 89 | 1 | – | – | – | – | 59 | 1 |
| KCl | Ингибитор | 25 | – | – | 16137 | 646 | 17503 | 700 | 64143 | 2557 |
| ПАЦ ВВ | Регулирования фильтрации и вязкости | 25 | – | – | 766 | 31 | – | – | 2827 | 114 |
| ПАЦ НВ | Регулирования фильтрации, без влияния на реологию | 25 | – | – | 2582 | 104 | 3719 | 149 | 12885 | 517 |
| Смазка (биолуб green) | Снижение коэффициента трения | 160 | – | – | 1291 | 9 | 4376 | 28 | 13772 | 88 |
| Ксантановая смола (TehnoGEL) | Структурообразователь | 25 | – | – | – | – | 788 | 39 | 2128 | 106 |
| Пеногаситель (ПЕНТА 461) | Предотвращение пенообразования | 200 | – | – | 65 | 1 | 88 | 1 | 315 | 3 |
| $CaCO_3$ | Утяжелитель | 1000 | – | – | – | – | 73513 | 74 | 387 | 2 |
| Бактерицид Септор БДУ-500 | Предотвращение биоразложения | 1000 | – | – | – | – | 121 | 1 | 250 | 2 |

Продолжение таблицы Е.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Барит | Утяжелитель | 1000 | 11512 | 12 | 23237 | 24 | – | – | 37810 | 38 |
| Гламин | Структурообразователь | 25 | – | – | – | – | – | – | 1017 | 41 |
| МК-3 | Понизитель фильтрации | 1000 | – | – | – | – | – | – | 4408 | 5 |
| СМЭГ | Смазочная добавка | 190 | – | – | – | – | – | – | 3062 | 16 |
| МР-4 | Утяжелитель, закупоривающий материал | 1450 | – | – | – | – | – | – | 33908 | 23 |
| Катамн АБ | Бактерицид | 25 | – | – | – | – | – | – | 8 | 0 |
| Полидеформ | Пеногаситель | 200 | – | – | – | – | – | – | 915 | 5 |
| Формиат натрия | Утяжелитель | 1000 | – | – | – | – | – | – | 152585 | 153 |
| Основа ГС | Гидрофобизирующая жидкость | 25 | – | – | – | – | – | – | 4408 | 176 |

Таблица Е.2. – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2580 м

| **Направление интервал бурения, м** | | **Длина интервала, м** | **Диаметр долота под интервал, мм** | **Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм** | **k каверн.** | **Объем скважины в конце интервала, м$^3$** |
|---|---|---|---|---|---|---|
| От | до | | | | | |
| 0 | 60 | 60 | 393,7 | - | 1,2 | 8,81 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | 0,6 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | 5,3 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | 0,2 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | 11,5 |
| **Объем раствора к приготовлению:** | | | | | | 59,3 |
| **Кондуктор интервал бурения, м** | | **Длина интервала, м** | **Диаметр долота под интервал, мм** | **Внутренний диаметрпредыдущей обсадной колонны, мм** | **k каверн.** | **Объем скважины в конце интервала, м$^3$** |
| От | до | | | | | |
| 60 | 520 | 460 | 295.3 | 227.9 | 1,2 | 42.8 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | 3,3 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | 26,7 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | 2.0 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | 32.0 |
| **Общая потребность бурового раствора на интервале:** | | | | | | 119.7 |
| **Объем раствора к приготовлению:** | | | | | | 119.7 |
| **Vперев, м3** | | | | | | 26,9 |
| **Экспл. колонна интервал бурения, м** | | **Длина интервала, м** | **Диаметр долота под интервал, мм** | **Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм** | **k каверн.** | **Объем скважины в конце интервала, м$^3$** |
| От | до | | | | | |
| 520 | 2580 | 2060 | 215,9 | 168,3 | 1,3 | 118,4 |
| Расчетные потери бурового раствора при фильтрации | | | | | | 24,5 |
| Расчетные потери бурового раствора при очистке | | | | | | 78,9 |
| Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО | | | | | | 10,3 |
| Объем раствора в конце бурения интервала | | | | | | 123,1 |
| **Общая потребность бурового раствора на интервале:** | | | | | | 354,9 |
| **Объем раствора к приготовлению:** | | | | | | 328 |

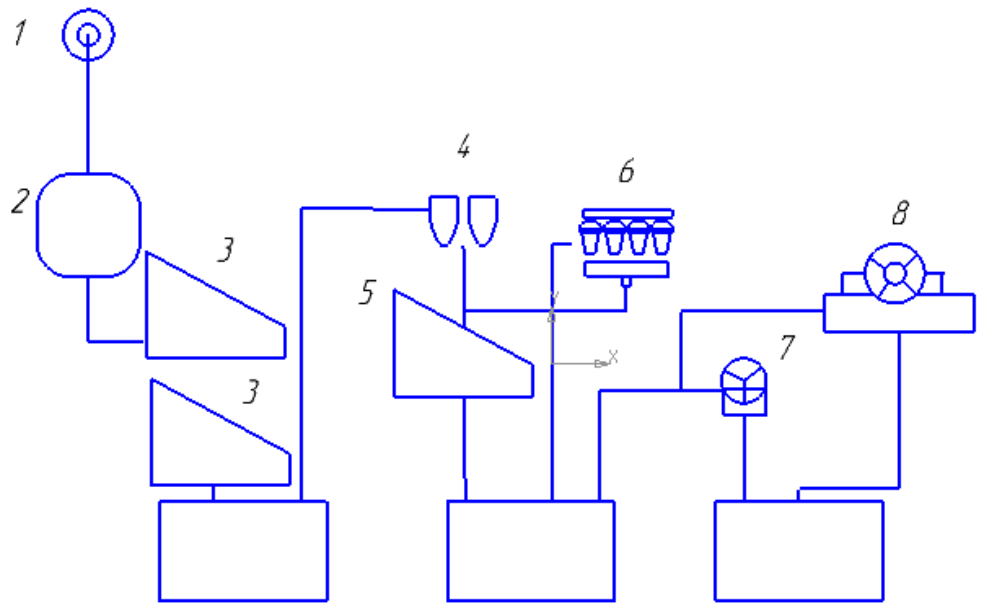



Рисунок Е.1 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – газосепаратор; 3 – вибросито Falcon 3; 4 – пескоотделитель Falcon3-2S, 5 – вибросито Falcon 3; 6 – илоотделитель Falcon3-12|N; 7 – дегазатор AKR -270; 8 – центрифуга AKR-363

## Приложение Ж

## Расчет обсадных колонн

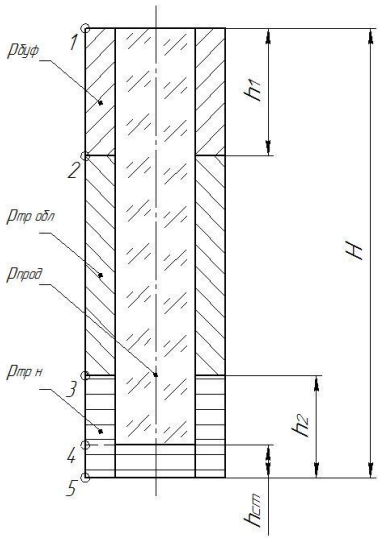



Рисунок Ж.1 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

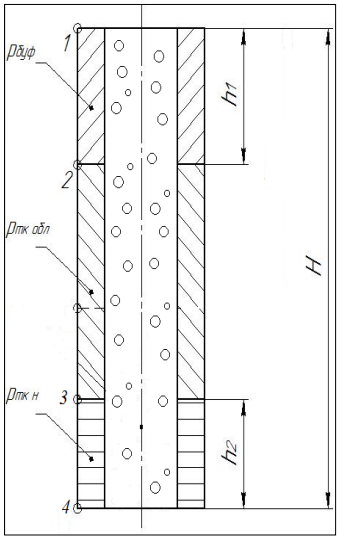



Рисунок Ж.2 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

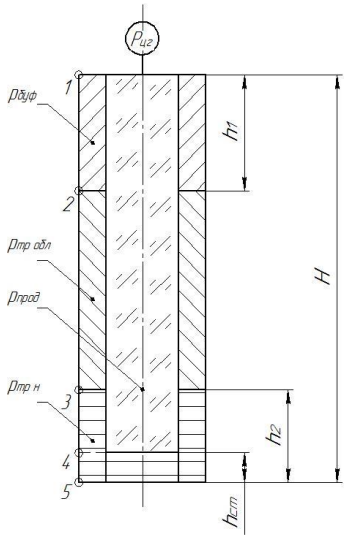



Рисунок Ж.3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

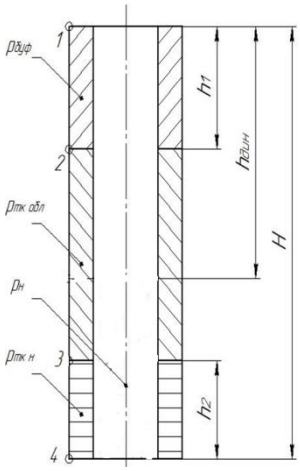



Рисунок Ж.4 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

## Приложение И

## Специальная часть

Таблица И.1 – Область применения PDC долот

| | |
|---|---|
| Режущего действия | Применяются при бурении в рыхлых несвязных и связных породах I-IV категории по буримости с удалением продуктов разрушения гидравлическим или пневматическим способом. Для повышения эффективности работы такие долота снабжаютсяструйными или гидромониторными насадками. |
| Режуще-скалывающего действия или крупного скола | Имеют сложную прерывисто-ступенчатую форму и оснащаются крупными резцами PDC. Предназначены для разрушения хрупких пород III-VI категории по буримости. Ступенчатая форма долотаобеспечивает наиболее эффективное разрушение пород в нескольких параллельных плоскостях . При этом резцы, работающие на уступах, скалывают крупные куски породы, что обеспечивает достаточно высокую стойкость долот и довольно низкие энергозатраты на разрушение породы. |
| Режуще-истирающего или фрезерующего действия | Предназначены для бурения скважин в породах средней и выше средней твёрдости. Рабочие органы таких долот оснащаются многорядным вооружением. |
| Комбинированного действия | |

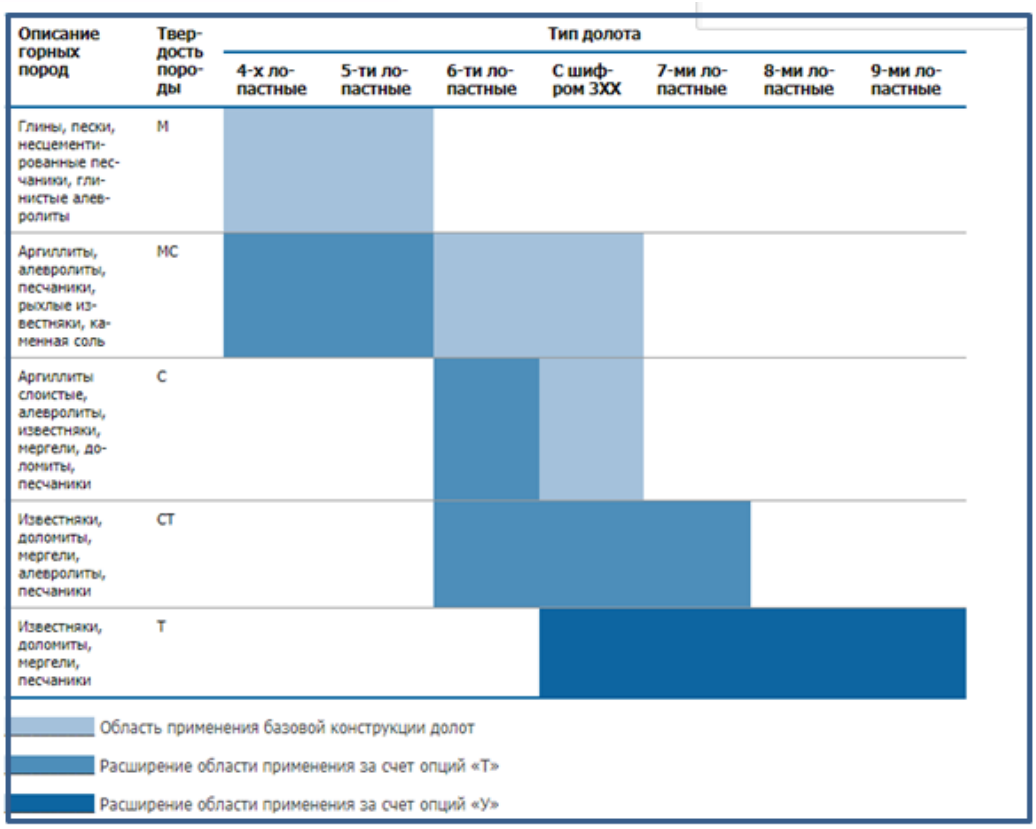



Рисунок И.1– Области применения типов PDC долот в зависимости от числа лопастей

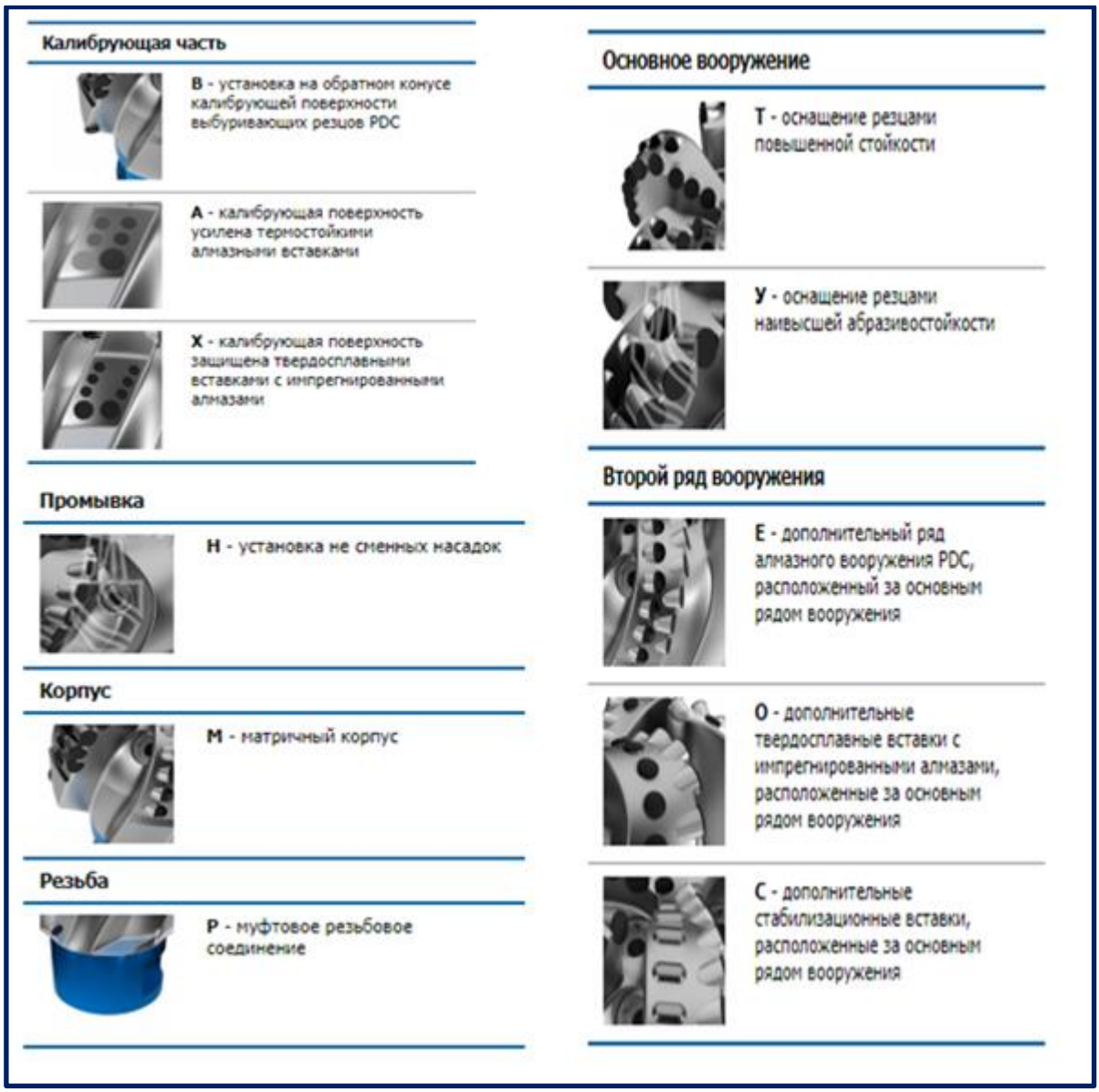



Рисунок И.2 – Опции PDC долот компании ПП «БУРИНТЕХ»

Таблица И.2 – Характеристики режущего инструмента PDC-долота марки БИТ 295,3 БОК 616

Технические характеристики:

| | |
|---|---|
| Диаметр обсадной колонны, мм | 245 |
| Наружный диаметр, мм | 295,3 |
| Внутренний диаметр*, мм | 222 |
| Количество лопастей, шт. | 6 |
| Количество промывочных отверстий*, шт. | 9 |
| Количество цементировочных отверстий*, шт. | 6 |
| Высота*, мм | 720 |
| Присоединительная резьба**, муфта | 245 ТМК QX |
| Масса*, кг | 80 |
| Частота вращения, об/мин | 40...120 |
| Нагрузка на долото, т | 2...10 |
| Расход промывочной жидкости, л/сек | 30...55 |
| Тип вращателя | ВСП |

Таблица И.3 – Технические и технологические факторы, влияющие на работу PDC-долот

| Геометрия и конструкция долота. | Материал корпуса | Геометрия установки резцов и их характеристика | Свойства промывочной жидкости, подача | Кинематика бурового снаряда | Геологические факторы |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Плотность перекрытия забоя резцами | Матричный корпус, сплав карбито вольфрама | Тип разрушающего воздействия на горную породу | Смазывающие добавки | Вибрация на КНБК | Перепад нагрузок на долото при прохождении границы мягкая-твёрдая горная порода |
| Перефирийное вооружение долота, сохранение диаметра скважины | Стальной корпус | Конструкция системы крепления резца | Сальникообразование | Повреждение долота при ударных нагрузках | Абразивное действие песка на корпус долота |
| Количество лопастей и расстояние между ними | | Угол наклона резца к проекции плоскости забоя | Охлаждение долота | Крутящий момент на долоте | Абразивное действие твёрдых пород на вооружение долота |
| Угол наклона лопастей по отношению к забою | | Термостойкость резцов | Вынос шлама с забоя скважины | Нагрузка на долото | |
| Толщина лопости | | Устойчивость PDC элементов к износу | | Жёсткость КНБК | |
| Высота лопасти | | Усталостное разрушение | | Вид передачи крутящего момента (роторное бурение, бурение забойным двигателем) | |
| Ширина лопости | | Острота краёв PDC элементов (фаска) | | | |
| Угол горизонтальной проекции лопасти | | | | | |
| Количество гидронасадок | | | | | |
| Профиль канавок для промывки | | | | | |
| Сквозные отверстия в лопастях | | | | | |

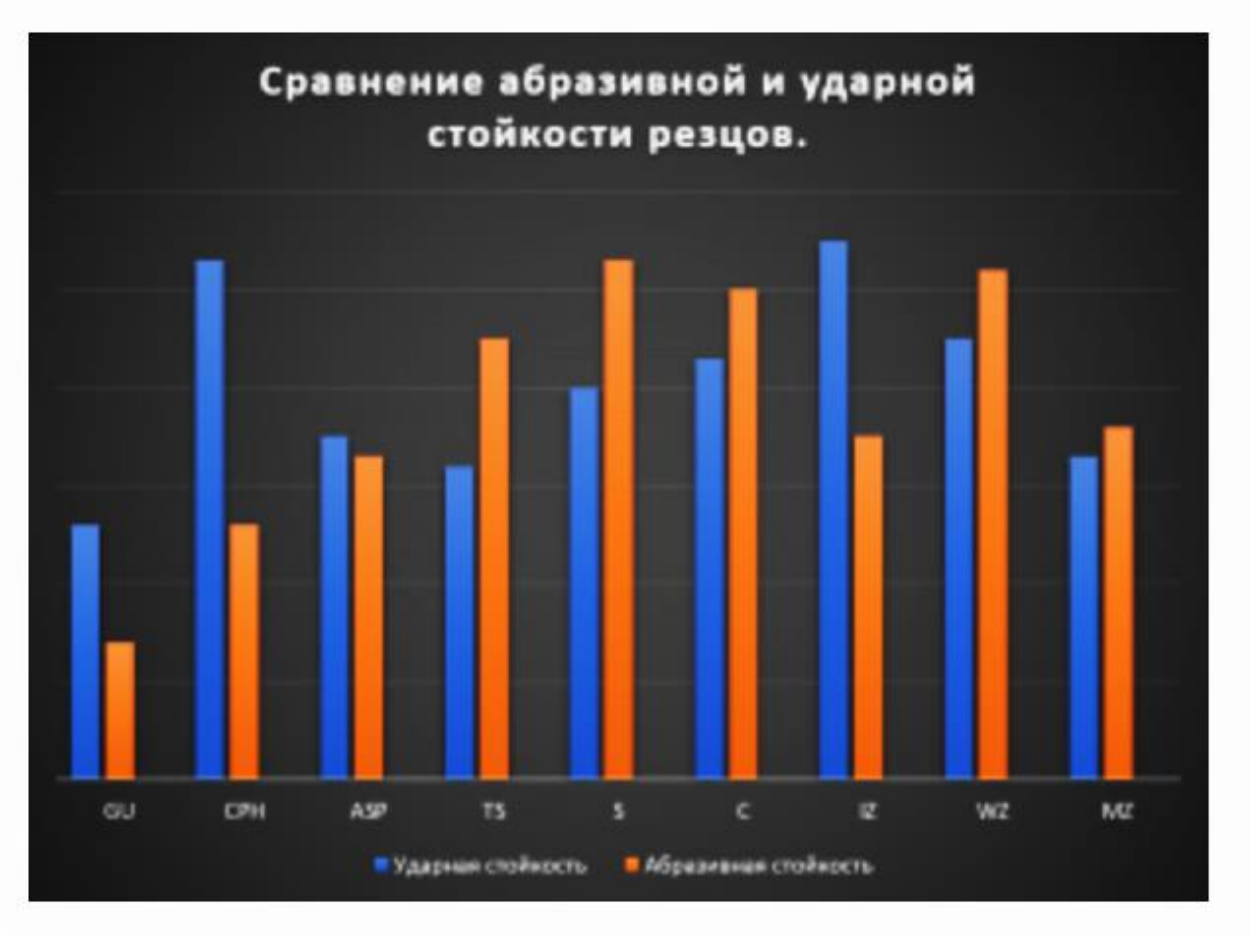



Рисунок И.3 – Сравнение абразивной и ударной стойкости резцов

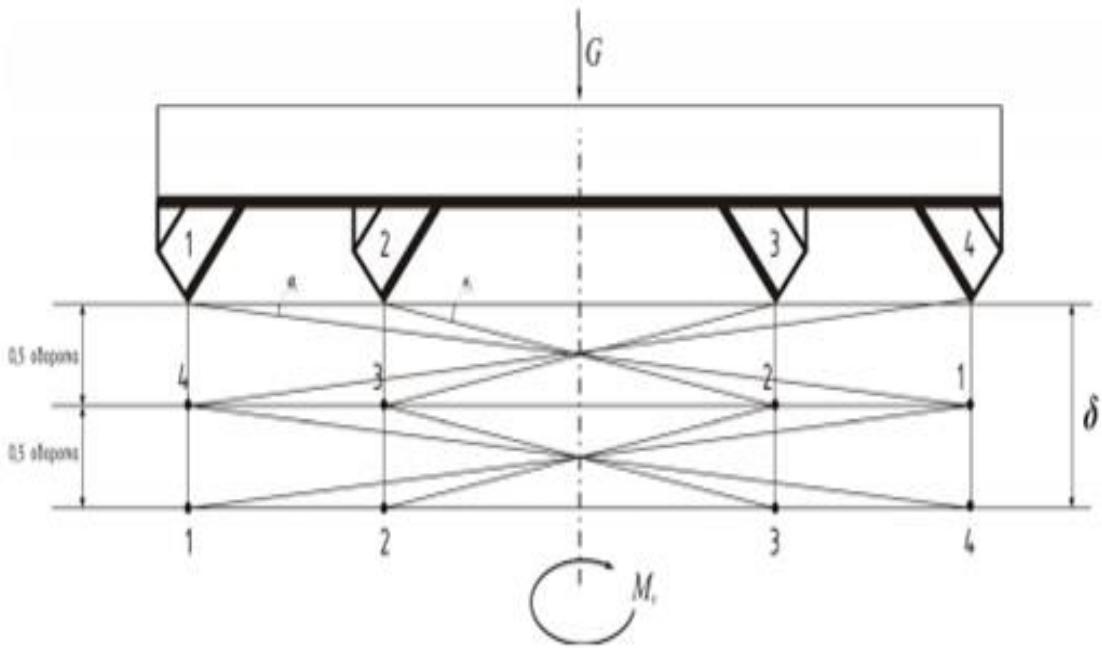



Рисунок И.4 – Схема перемещения резцов долота PDC: 1-4 резцы типа Stratapax, закрепленные в корпусе долота, G – осевая нагрузка на долото; M – крутящий момент на долоте; δ – углубление инструмента за оборот; α – углы наклона траектории заглубления резцов

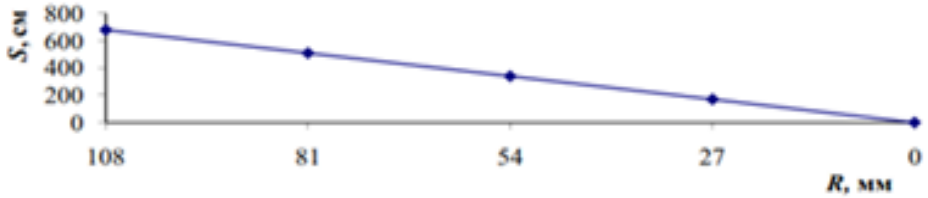



Рисунок И.5 – Зависимость «пути износа резца» S от расстояния его размещения от оси вращения долота R диаметром 215,9 мм

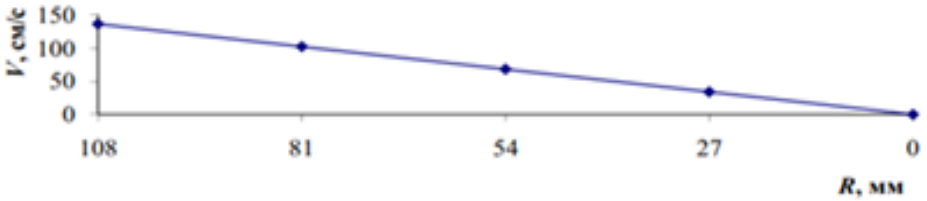



Рисунок И.6 – Зависимость линейной скорости перемещения резца V от расстояния его размещения от оси вращения долота R (частота вращения долота 120 об/мин)

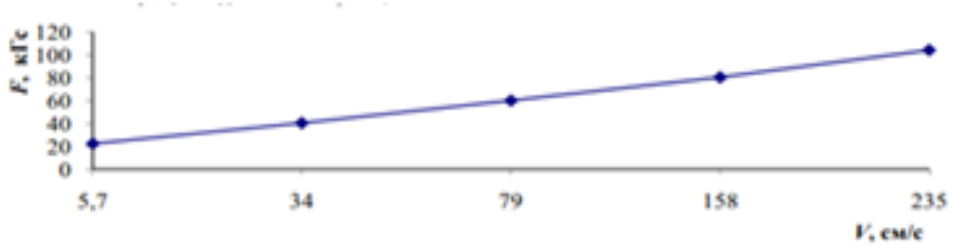



Рисунок И.7 – Влияние линейной скорости перемещения резца V на сопротивление породы разрушению при резании F

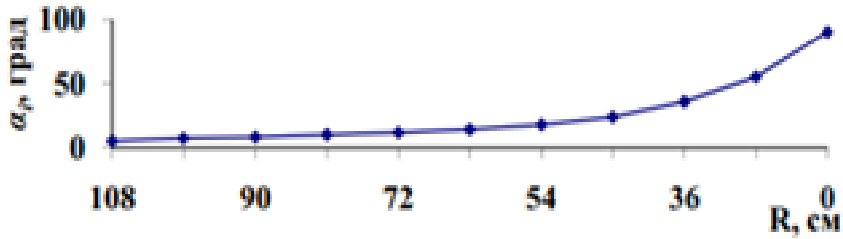



Рисунок И.8 – Изменения угла наклона траектории резца α для различных расстояний их размещения от оси вращения долота R

## Приложение К

## Нормативная карта

Таблица К.1 – Нормативная карта

| Наименование работ | Тип и размер долота | Интервал бурения,м | | Норма | | Проходка в интервале ,м | Количество долблений | Время механического бурения, час | СПО и наращивание, час | Промывка, час | Прочие работы, час | Всего, час |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | от | до | Проходка на долото,м | Время бурения 1м, ч | | | | | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| Бурение под направление | III 393,7 М-ГВ | 0 | 60 | 400 | 0,04 | 60 | 1 | 1,6 | 0,87 | 0,05 | 1,14 | 3,7 |
| Крепление направления | – | – | – | – | – | – | Продавка, час | ОЗЦ, час | Спуск колонны, час | – | – | – |
| | – | – | – | – | – | – | 1,74 | 12 | 2,03 | 0,05 | 0,5 | 16,33 |
| Итого: | | | | | | | | | | | | 20,03 |
| Бурение под кондуктор | III 295,3С-ГНУ-R58 | 60 | 520 | 650 | 0,036 | 460 | 1 | 18,58 | 6,17 | 0,47 | 1,35 | 26,57 |
| Крепление кондуктора | – | – | – | – | – | – | Продавка, час | ОЗЦ, час | Спуск колонны, час | – | – | – |
| | – | – | – | – | – | – | 3,67 | 16 | 11,6 | 1,38 | 0,6 | 33,14 |
| Итого: | | | | | | | | | | | | 59,71 |
| Бурение под эксплуатационную колонну | III 215,9 ТК -ГВ-R155 | 520 | 2580 | 2000 | 0,026 | 2060 | 1 | 55,71 | 20,03 | 3,02 | 2,35 | 81,11 |

Продолжение таблицы К.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Крепление эксплуатационной колонны | – | – | – | – | – | – | Продавка, час | ОЗЦ, час | Спуск колонны, час | – | – | – |
| | – | – | – | – | – | – | 8,76 | 24 | 27,59 | 8 | 2,5 | 71,5 |
| Итого: | | | | | | | | | | | | 151,96 |
| Итоговое время на бурение, ч | | | | | | | | | | | | 111,38 |
| Итоговое время на крепление, ч | | | | | | | | | | | | 120,97 |
| Итоговое время на геофизические исследования, ч | | | | | | | | | | | | 90,4 |
| Итого, ч | | | | | | | | | | | | 322,75 |

## Приложение Л

## Сметный расчет на бурение и крепление скважины

Таблица Л.1 – Сметный расчет на бурение скважины

| Наименование затрат | Единицы измерения | Стоимость единицы, руб | Подготовительные работы | | Направление | | Кондуктор | | Эксплуатационная колонна | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Кол-во | Сумма | Кол-во | Сумма | Кол-во | Сумма | Кол-во | Сумма |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| **Затраты, зависящие от времени** | | | | | | | | | | |
| Повременная з/п буровой бригады | сут | 129,2 | 40 | 5166 | – | – | – | – | – | – |
| Социальные отчисления, 30% | - | - | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Сдельная з/п буровой бригады | сут | 138,2 | – | – | 0,16 | 21,49 | 1,2 | 138,19 | 3,03 | 412,72 |
| Социальные отчисления, 30% | - | - | – | – | - | - | - | - | - | - |
| Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера | сут | 9,95 | 40 | – | 0,16 | 1,46 | 1,2 | 9,95 | 3,03 | 30,15 |
| Социальные отчисления, 30% | - | - | – | – | - | - | - | - | - | - |
| Содержание бурового оборудования | сут | 252,9 | – | – | 0,16 | 35,93 | 1,2 | 252,86 | 3,03 | 766,17 |
| Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании | сут | 1443 | – | – | 0,16 | 215,31 | 1,2 | 1443 | 3,03 | 4372,3 |
| Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС | сут | 244,6 | – | – | – | – | – | – | 3,42 | 36,53 |
| Прокат ВЗД | сут | 92,66 | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25% | сут | 240,9 | – | – | – | – | – | – | – | – |
| Прокат РУС | сут | 358,6 | – | – | – | – | – | – | 3,42 | 1226,4 |

Продолжение таблицы Л.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении | сут | 7,54 | – | – | 0,15 | 1,13 | 1,2 | 8,29 | 3,42 | 25,79 |
| Эксплуатация ДВС, | сут | 8,9 | – | – | 0,15 | 1,34 | 1,2 | 9,79 | 3,42 | 30,44 |
| Плата за подключенную мощность | кВт/сут | 257,41 | – | – | 0,15 | 38,61 | 1,2 | 283,15 | 3,42 | 880,34 |
| Эксплуатация спецтранспорта | сут | 134,32 | 40,00 | 5372,80 | 0,15 | 20,15 | 1,2 | 147,75 | 3,42 | 459,37 |
| **Зависящие от объема работ** | | | | | | | | | | |
| NaOH | уп | – | – | 3,00 | 303,2 | 14,00 | 1414,9 | 21,00 | 12329,79 | – |
| Глинопорошок | уп | – | – | 6,00 | 978,7 | 25,00 | 20744 | 38,00 | 23234 | – |
| Барит | уп | – | – | 1,00 | 93,62 | 1,00 | 893,62 | 1,00 | 893,62 | – |
| Полиакриламид | уп | – | – | – | – | 10,00 | 1250,0 | 15,00 | 1375,0 | – |
| ПАВ | уп | – | – | – | – | – | 20,00 | 1808,5 | 22,00 | 1989,4 |
| Полиакрилат | уп | – | – | – | – | – | 3,00 | 159,57 | 4,00 | 212,77 |
| ПАЦ НВ | уп | – | – | – | – | – | 11,00 | 936,17 | 12,00 | 1021,3 |
| Смазочная добавка | уп | – | – | – | – | – | 59,00 | 1255,3 | 66,00 | 1404,3 |
| Ингибитор | уп | – | – | – | – | – | 20,00 | 574,47 | 22,00 | 631,91 |
| Долото шарошечное 490,0 С-ЦВ | шт | – | – | 1 | 1983 | – | – | – | – | – |
| 393,7 FD 248S-A288 | шт | – | – | – | – | 1 | 1092,4 | – | – | – |
| 295,3 FD 257MH-A47M-02 | шт | – | – | – | – | – | – | 1 | – | – |
| 215,9 FD 377MH-A170 | шт | – | – | – | – | – | – | – | 2421,2 | – |
| 155,6 (6 1/8) FD368MA (A89) | шт | – | – | – | – | – | – | – | – | 1 |
| Итого затрат на бурение, по этапам | руб | – | – | – | 8496 | – | 32607 | – | 55278 | – |
| Итого затрат на бурение | руб | 177766,74 | | | | | | | | |

Таблица Л.2 – Сметный расчет на крепление скважины

| Наименование затрат | Единицы измерения | Стоимость единицы, руб | Направление | | Кондуктор | | Эксплуатационная колонна | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Кол-во | Сумма | Кол-во | Сумма | Кол-во | Сумма |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
| **Затраты, зависящие от времени** | | | | | | | | |
| Сдельная з/п буровой бригады | сут | 138,19 | 0,675 | 93,28 | 1,36 | 187,94 | 2,98 | 411,81 |
| Социальные отчисления, 30% | - | - | - | 23,98 | - | 56,38 | - | 123,54 |
| Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера | сут | 9,95 | 0,675 | 6,72 | 1,36 | 13,53 | 2,98 | 29,65 |
| Социальные отчисления, 30% | | | | 2,01 | | 4,06 | | 8,90 |
| Содержание бурового оборудования | сут | 252,86 | 0,675 | 170,68 | 1,36 | 343,89 | 2,98 | 753,52 |
| Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании | сут | 1443 | 0,675 | 974,03 | 1,36 | 1962,48 | 2,98 | 4300,14 |
| Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки тампонажного раствора | сут | 7,54 | 0,675 | 5,09 | 1,36 | 10,25 | 2,98 | 22,47 |
| Эксплуатация ДВС, | сут | 8,9 | 0,675 | 6,01 | 1,36 | 12,10 | 2,98 | 2652 7 |
| Плата за подключенную мощность | кВт/ сут | 257,41 | 0,675 | 173,75 | 1,36 | 350,08 | 2,98 | 767,08 |
| Эксплуатация спецтранспорта | сут | 134,32 | 0,675 | 90,67 | 1,36 | 182,68 | 2,98 | 400,27 |
| **Затраты, зависящие от объема работ** | | | | | | | | |
| БКМ-426 | шт | 135,32 | 1 | 135,32 | – | – | – | – |
| ЦКОД-426 | шт | 208,72 | 1 | 208,72 | – | – | – | – |
| ЦЦ2-426/490 | шт | 12,39 | 7 | 74,34 | – | – | – | – |
| ПРП-Ц-426 | шт | 70,45 | 1 | 70,45 | – | – | – | – |
| БКМ-326 | шт | 66,97 | – | – | 1 | 66,97 | – | – |
| ЦКОД-326 | шт | 107,34 | – | – | 1 | 107,34 | – | – |

Продолжение таблицы Л.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ЦЦ-324/394 | шт | 11,01 | – | – | 35 | 352,32 | – | – |
| ПРП-Ц-326 | шт | 49,54 | – | – | 1 | 49,54 | – | – |
| БКМ-245 | шт | 54,95 | – | – | – | – | – | – |
| ЦКОД-245 | шт | 83,49 | – | – | – | – | – | – |
| ЦПЦ-245/295 | шт | 14,69 | – | – | – | – | – | – |
| ПРП-Ц-245 | шт | 26,36 | – | – | – | – | – | – |
| БКОК–178Р1 | шт | 101,38 | – | – | – | – | – | – |
| ЦКОД-178 | шт | 62,61 | – | – | – | – | 1 | 62,61 |
| ЦПЦ-178/220 | шт | 12,84 | – | – | – | – | 74 | 911,64 |
| ЦТ 178/220 | шт | 14,68 | – | – | – | – | 12 | 146,8 |
| ПРП-Ц-В-178 | шт | 12,2 | – | – | – | – | 1 | 12,2 |
| ПРП-Ц-Н-178 | шт | 21,65 | – | – | – | – | 1 | 21,65 |
| БКП-Вр-114 | шт | 56,65 | – | – | – | – | – | – |
| ЦКОДУ-114 | шт | 42,64 | – | – | – | – | – | – |
| МУФТА ГРПП2 – 114(70МПа)(Зенит) | шт | 724,25 | – | – | – | – | – | – |
| ЦПЦ-114/143 | шт | 11,01 | – | – | – | – | – | – |
| ЦТЖС-114/151 | шт | 16,06 | – | – | – | – | – | – |
| ПРП-Ц-В-114 | шт | 9,84 | – | – | – | – | – | – |
| ПРП-Ц-Н-114 | шт | 17,71 | – | – | – | – | – | – |
| ПХГМЦ -114/178 | шт | 2064,22 | – | – | – | – | – | – |
| МБП-СМ | кг | 0,58 | 512 | 310,12 | 365 | 211,7 | 93 | 53,94 |
| МБП-МВ | кг | 0,64 | 438 | 295,63 | 313 | 200,32 | 80 | 51,2 |
| Полицем Фрост | т | 90,82 | 22 | 896,56 | – | – | – | – |
| ПЦТ - II – 100 | т | 70,31 | – | – | 12,40 | 389,89 | – | – |
| ПЦТ - III - Об (4-6) – 100 | т | 62,19 | – | – | 21,89 | 591,21 | – | – |
| ПЦТ - II – 100 | т | 76,84 | – | – | – | – | 3,94 | |
| ПЦТ - III - Об (4-6) – 100 | т | 54,98 | – | – | – | – | 27,89 | 679,89 |
| ПЦТ - II – 150 | т | 84,38 | – | – | – | – | – | – |

Продолжение таблицы Л.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| НТФ | кг | 1,54 | – | – | 11,75 | 18,095 | 15,14 | 23,3156 |
| Итого на крепление | руб | 8946452 | | | | | | |

## Приложение М

## Сводный сметный расчет

Таблица М.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2020 г.

| Наименование работ и затрат | Сумма в ценах 1984 года, руб | Сметная стоимость в текущих ценах, руб |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| 1. Подготовительные работы к строительству скважины | | |
| Обустройство площадки | 9123 | 19638965 |
| Рекультивация перед планировкой | 289635 | 2965789 |
| Итого | | 22604754 |
| 2. Строительство и монтаж бурового оборудования | | |
| Строительство и монтаж | 198636 | 38 802 692 |
| Разборка и демонтаж | 13569 | 2569145 |
| Итого | | 41 371837 |
| 3. Бурение и крепление скважины | | |
| Бурение скважины | 1785696 | 26456789 |
| Крепление скважины | 45698 | 9654125 |
| Итого | | 36110914 |
| 4. Испытания скважины на продуктивность | | |
| Испытание по окончанию бурения | 47896 | 9786128 |
| 5. Промыслово-геофизические работы | | |
| Затраты на промыслово-геофизические работы | 9365 | 2015965 |
| 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время | | |
| Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2) | 11951 | 1 075 394 |
| Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2) | 20123 | 470896 |
| Эксплуатация котельной и паровой установки | 35698 | 6 896458 |
| Итого | | 8185028 |
| Итого прямых затрат | | 114 612 600 |

Продолжение таблицы М.1

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| 7. Накладные расходы | | |
| Накладные расходы (25% на итог прямых затрат) | | 28 653 150 |
| 8.Плановые накопления; | | |
| Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов) | | 10 028 602 |
| 9. Прочие работы и затраты | | |
| Зарплаты, надбавки | 9658,89 | 2156965 |
| Транспортировка буровых бригад | 4325 | 980523 |
| Сооружение водяной скважины | 5001 | 1100235 |
| Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8) | | 315965 |
| Амортизация жилого городка | 158 | 31256 |
| Итого | | 4 118 676 |
| 10. Резерв средств на непредвиденные расходы | | |
| Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад) | | 7 870 651 |
| ВСЕГО ПО СМЕТЕ | | 279742226 |
| ВСЕГО с учетом НДС (20%) | | 335690671 |

## Приложение Н

## Социальная ответственность при строительстве скважины

Таблица Н.1 – Возможные опасные и вредные факторы

| Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [6] | Этапы работ | | | Нормативные документы |
|---|---|---|---|---|
| | Разра-ботка | Изго-товле-ниее | Эксп-луа-тация | |
| 1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе | + | + | + | МР 2.2.7.2129-06 [18]<br>ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [19]<br>ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [20]<br>ГОСТ 12.1005-88 ССБТ [21]<br>СП 60.13330.2016 [22]<br>ГОСТ 12.4.034-2017 ССБТ [23]<br>Приказ от 12.03.2013 г. №101 [24]<br>Р 3.5.2.2487—09 [25]<br>РД 10-525-03 [26]<br>ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [27]<br>ПП РФ №316 [28]<br>ГОСТ 12.1.044-2018 ССБТ [29] |
| 2. Превышение уровня шума и вибрации | + | + | + | |
| 3. Повышенная запыленность и загазованность | + | + | - | |
| 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны | + | - | - | |
| 5. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования | + | + | + | |
| 6. Поражение электрическим током | + | + | + | |
| 7.Пожаровзрывопас-ность | + | + | + | |

Таблица Н.2 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

| **Природные ресурсы и компоненты ОС** | **Вредные воздействия** | **Природоохранные мероприятия** |
|---|---|---|
| **1** | **2** | **3** |
| Земля и земельные ресурсы | Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель | Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. |
| | Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др. | Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др. |
| | Засорение почвы производственными отходами | Вывоз и захоронение производственных отходов |
| | Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. | Засыпка выемок, горных выработок |
| Лес и лесные ресурсы | Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова | Мероприятия по охране почв |
| | Лесные пожары | Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой |
| | Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков | Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях |
| Вода и водные ресурсы | Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.) | Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора |
| | Загрязнение бытовыми стоками | Очистные сооружения для буровых стоков |
| Воздушный бассейн | Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др. | Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия |

Продолжение таблицы Н.2

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| Вода и водные ресурсы | Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др. | Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д. |
| | Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов | Ликвидационный тампонаж буровых скважин |
| | Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками | Оборудование скважин оголовками |
| Недра | Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород) | Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках |
| | Некомплексное изучение недр | Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. |
| | Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов | Организация рудных отвалов и складов |
| Животный мир | Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение | Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных |
| | Браконьерство | |

Приложение П
Геолого-технический наряд
на бурение скважины глубиной 2580 метров

Цель бурения - поисково-оценочное
Проектный горизонт - Сангопайская свита
Проектная глубина - 2550 метров
Вид скважины - вертикальная

Оборудование
Буровая установка - БУ-3200/200 ЭУ
Оснастка талевой системы - 5х6
Лебедка - ЛБУ-750 ЭСНГ
Ротор - Р-700
СВП - TDS-11SA
Насосы - УНБ-600 2 шт.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

| Глубина | Система | Отдел | Свита | Мощность | Краткое описание литологии | Рпл/Ргр, МПа |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Четвертичная | | | 40 | Суглинки, супеси | 0,39/0,78 |
| 90 | ПАЛЕОГЕНОВАЯ | | Туртас. | 50 | Пески, глины | 0,86/1,77 |
| 195 | ПАЛЕОГЕНОВАЯ | | Новом | 105 | Глины, пески | 1,91/3,82 |
| 255 | ПАЛЕОГЕНОВАЯ | | Атлым | 60 | Пески, алевролиты | 2,5/5,0 |
| 470 | ПАЛЕОГЕНОВАЯ | | Тавдинск. | 215 | Глины | 4,61/9,22 |
| 690 | ПАЛЕОГЕНОВАЯ | | Люлинвор | 220 | Глины, опоки | 6,77/13,53 |
| 820 | ПАЛЕОГЕНОВАЯ | | Талиц | 130 | Глины, алевролиты | 8,04/16,08 |
| 990 | МЕЛОВАЯ | | Ганьк | 170 | Глины | 9,71/19,42 |
| 1100 | МЕЛОВАЯ | | Берез | 110 | Глины, алевролиты | 10,79/21,57 |
| 1130 | МЕЛОВАЯ | | Кузн | 30 | Глины | 11,06/18,64 |
| 1550 | МЕЛОВАЯ | | Уватская | 420 | Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины | 15,2/25,84 |
| 1740 | МЕЛОВАЯ | | Ханты-мен | 190 | Песчаники, алевролиты, глины | 17,06/29,01 |
| 2015 | МЕЛОВАЯ | | Викуловская | 275 | песчаники, алевролиты, аргиллиты | 19,76/33,59 |
| 2200 | МЕЛОВАЯ | | Алымск. | 185 | Аргилл, глины, песчаники, алевролиты | 21,57/36,69 |
| 2650 | МЕЛОВАЯ | | Сангопайская | 450 | Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты | 23,39/41,58 |

Конструкция скважины по вертикали (по стволу)

| 323,9 | 244,5 | 168,3 |
|---|---|---|
| 60 (60) | 520 (520) | 2580 (2580) |

370; 1350; ρ тр.обл = 1,5 г/см3; ρ тр.н = 1,92 г/см3

ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

| Возможные осложнения | Параметры бур. р-ра (плотность, усл. вязкость, водоотдача, СНС, РН) | Тип и размер долота | Тип заб. Двигателя | Интервалы и режимы бурения: L - проходка на долото, м; n - частота вращения, об/мин; G - нагрузка на долото, т; Q - производительность насоса, л/с | Примечания |
|---|---|---|---|---|---|
| поглощение; осыпи и обвалы интенсивные; Прихватоопасная зона | ρ=1,193 г/см$^3$; Т>50 с; В<12 см$^3$/мин; П<2% | III 393,7 М-ГВ | | 0 - 60; 0 - 60; L=60 G=5; n=77 Q=51; Число насосов: 2; Диаметр втулок: 160 мм | |
| | ρ=1,152 г/см$^3$; В<6 см$^3$/30 мин; Т=40-60 с; СНС=25/40; П<0,5 %; pH=8-10 | III 295,3 ГНУ-R58 | Д-240 | 60 - 520; 60 - 520; L=460 G=5; n=72 Q=39; Число насосов: 2; Диаметр втулок: 150 мм | |
| Разжижение бурового раствора; осыпи и обвалы, слабые; ГНВП, прихватоопасная зона; осыпи и обвалы; ГНВП; Сужение ствола скважины | ρ=1,269 г/см$^3$; В<6 см$^3$/30 мин; Т=40-50 с; СНС=35/55 дПа; П<0,5 %; pH=8-10 | III 215,9 ТК-ГВ-R155 | Д-178 | 520 - 2580; 520 - 2580; L=2060 G=7; n=130 Q=19; Число насосов: 1; Диаметр втулок: 150 мм | |

Условные обозначения:
Алевролиты -
Аргиллиты -
Глины -
Пески -
Песчаники -
Суглинки, супеси -