

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ            ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3740 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ            МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ)</b>

УДК 622.143:622.243.22(24:181m3740):622.324.5(571.12)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Фёдоров Виталий Викторович		

#### Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Специальность: Нефтегазовое дело 21.03.01  
 Отделение нефтегазового дела

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б4Б	Фёдоров Виталий Викторович

Тема работы:

<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3740 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	1. Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком 10-20 м <sup>3</sup> /сут
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>обоснование конструкции скважины</b> (обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины).</li> <li>- <b>углубление скважины</b> (выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки)</li> </ul>

	<p>скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна).</p> <p>- проектирование процессов заканчивания скважин (расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин).</p> <p>- выбор буровой установки.</p> <p>- подвески и разъединители хвостовика.</p>
<b>Перечень графического материала</b>	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд).</p> <p>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).</p>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ст. преподаватель, Черемискина Мария Сергеевна

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	28.03.2019
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Фёдоров Виталий Викторович		

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (весенний семестр 2019 учебного года)

Форма представления работы:

<b>Бакалаврская работа</b>
----------------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08 февраля	1. Общая и геологическая часть	10
05 апреля	2. Технологическая часть	40
31 апреля	3. Специальная часть	20
15 мая	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
15 мая	5. Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	К.Х.Н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Фёдорову Виталию Викторовичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

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

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

Организационная структура управления Линейный календарный график выполнения работ Графики динамики и сравнения показателей
--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	04.02.2019г
---	-------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		04.02.2019г

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Фёдоров Виталий Викторович		04.02.2019г

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б4Б	Фёдорову Виталию Викторовичу

<b>Школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i></li> <li>– <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i></li> <li>– <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i></li> <li>– <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i></li> </ul>	<p>При строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 3740 метров на газовом месторождении (Тюменская область) могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>Законы и нормативные акты РФ. Групповой рабочий проект на строительство скважин.</p>

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

<p>1. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i></li> <li>– <i>действие фактора на организм человека;</i></li> <li>– <i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i></li> <li>– <i>предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</i></li> </ul>	<p>Вредные факторы 1. Превышение уровней шума. 2. Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. 3. Недостаточная освещённость рабочей зоны. 4. Повреждения в результате контакта с насекомыми. 5. Повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны. 6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p>
<p>2. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>механические опасности (источники, средства защиты);</i></li> <li>– <i>термические опасности (источники, средства защиты);</i></li> <li>– <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i></li> <li>– <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i></li> </ul>	<p>Опасные факторы 1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов. 4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи. 5. Пожарная безопасность.</p>

<p>3. <i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Рассмотреть какие факторы при строительстве скважин на нефть и газ могут влиять на окружающую природную среду: анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); решение по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Рассмотреть какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при строительстве скважин на нефть и газ.</p>
<p>5. <i>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	<p>-</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Черемискина Мария Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Фёдоров Виталий Викторович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 113 с., 8 рисунков, 50 таблиц, 46 источников, 8 приложений.

Ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, газ.

Объектом исследования являются эксплуатационные скважины для освоения Тюменского месторождения.

Цель работы – проектирование технологии бурения эксплуатационной скважины на Тюменском газовом месторождении.

В процессе работы был составлен проект на строительство эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 3740 м на Тюменском месторождении.

Работа выполнена по геологическим материалам Тюменского месторождения.

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

В специальной части рассмотрены основные виды подвесных устройств и разъединителей хвостовиков.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW».

## Определения, обозначения, сокращения

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.

**нефтегазородоносность** – содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ДРУ – двигатель с регулятором угла;
- ЛБТ – легкосплавные бурильные трубы;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛ – калибратор с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ВБТ – ведущая бурильная труба;
- ТБТ – тяжелая бурильная труба;
- ТБПК – труба бурильная с приварными замками;
- ПХЦЗ – подвеска хвостовика цементируемая защищенная.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИ</b> .....	<b>14</b>
<b>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> .....	<b>15</b>
1.1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ .....	15
1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВОДОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПЛОЩАДИ).....	16
1.3 ЗОНА ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ.....	17
<b>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА</b> .....	<b>18</b>
2.1 <b>ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ (ТРАЕКТОРИИ) СКВАЖИНЫ</b> .....	<b>18</b>
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений .....	18
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	18
2.2.3 Выбор интервалов цементирования.....	20
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	20
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	21
2.3 <b>УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ</b> .....	<b>21</b>
2.3.1 Выбор способа бурения.....	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	22
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	24
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	25
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	27
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	28
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	30
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	31
2.4 <b>ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН</b> .....	<b>33</b>
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	33
2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок .....	33
2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений .....	33
2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений.....	34
2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине .....	35
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны .....	35

2.4.2.1	Обоснование способа цементирования.....	35
2.4.2.2	Расчет объемов и компонентного состава буферной, продавочной жидкос. тампонажного раствора.....	36
2.4.3	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования .....	36
2.4.4	Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	38
2.4.5	Проектирование процесса испытания и освоения скважины .....	38
2.4.5.1	Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта .....	38
2.4.5.2	Проектирование пластоиспытателя .....	39
2.5	<i>ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ.....</i>	39
<b>3 ПОДВЕСКИ И РАЗЪЕДИНИТЕЛИ ХВОСТОВИКОВ.....</b>		<b>40</b>
<b>4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....</b>		<b>41</b>
4.1	<i>ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ АО«ТЮМЕННЕФТЕГАЗ» .....</i>	<i>41</i>
4.1.1	Организационная структура управления предприятием.....	42
4.2	<i>РАСЧЕТ НОРМАТИВНОЙ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН.....</i>	<i>43</i>
4.2.1	Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	46
4.2.2	Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции .....	48
4.2.3	Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей .....	48
4.2.4	Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	48
4.3	<i>ЛИНЕЙНЫЙ И КАЛЕНДАРНЫЙ ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ.....</i>	<i>52</i>
<b>5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>		<b>55</b>
5.1	<i>ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</i>	<i>55</i>
5.1.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	57
5.2.	<i>ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ .....</i>	<i>59</i>
5.3	<i>БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ. ....</i>	<i>61</i>
5.4	<i>ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ .....</i>	<i>62</i>
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>		<b>64</b>

<i>СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</i> .....	65
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ А</i> .....	68
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ Б</i> .....	75
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ В</i> .....	77
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ Г</i> .....	81
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ Д</i> .....	84
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ Ж</i> .....	87
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ К</i> .....	96
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ Л</i> .....	99

## **ВВЕДЕНИЕ**

В решении задач развития топливно-энергетического комплекса страны ведущее место отводится нефтяной и газовой промышленности. Ежегодно в стране добывается несколько сот миллионов тонн нефти и сотни миллиардов кубометров газа. Развитие нефтяной промышленности предполагает широкое использование буровых работ с целью поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Бурение нефтяных и газовых скважин постоянно совершенствуется особенно в связи с увеличением объемов работ по глубокому и сверхглубокому бурению, а также с растущими потребностями бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Бурение нефтяных и газовых скважин является самой капиталоемкой отраслью нефтегазодобывающей промышленности.

Еще на стадии проектирования нефтяных и газовых скважин необходимо сформулировать к ней требования как к объекту длительной, эффективной и безаварийной эксплуатации, а при сооружении её обеспечить выполнение этих требований.

Развитие промышленности в настоящее время неотъемлемо связано с использованием природных ресурсов, в числе которых нефть и газ.

Востребованность в таких родах ресурсов актуальна во всех развитых странах мира, т.к нефть и газ составляют основную долю экономического развития любой страны.

В настоящее время нефть и газ, а также продукты их переработки стоят в одном ряду с другими важнейшими средствами производства, оказывают активное влияние на ускорение научно-технического прогресса в стране. Продукция нефтяной и газовой промышленности используется практически во всех отраслях. Все большее значение имеет нефтяная промышленность в улучшении экономики в стране.

Целью данного дипломного проекта является проектирование строительства вертикальной газовой скважины глубиной 3740 метров на Тюменском месторождении.

# 1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины – в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 3650–3700 метров представлен аргиллитоподобными глинами, песчаники, плотностью 2305 кг/м<sup>3</sup>.

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Давление по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент			
			пластового давления	порового давления	гидроразрыва пород	горного давления
	от	до	доли ед.	кгс/см <sup>2</sup> на м	кгс/см <sup>2</sup> на м	кгс/см <sup>2</sup> на м
1	2	3	4	5	6	7
Q + P <sub>1</sub>	0	90	0,100	-	0,2	0,18
K <sub>2</sub> <sup>d+m</sup>	90	420	0,100	-	0,2	0,18
K <sub>2</sub> <sup>km+st-k</sup>	420	650	0,100	-	0,2	0,18
K <sub>2</sub> <sup>t</sup>	650	900	0,100	-	0,2	0,18
K <sub>1-2</sub> <sup>s-al-a</sup>	900	1309	0,100	-	0,2	0,18
K <sub>1</sub> <sup>a-br-h</sup>	1309	1400	0,100	-	0,2	0,18
K <sub>1</sub> <sup>v</sup>	1400	2200	0,100	-	0,160	0,18
K <sub>1</sub> <sup>v-b</sup>	2200	2470	0,100	-	0,160	0,19

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
J <sub>3</sub> <sup>km-v</sup> -K <sub>1</sub>	2470	2815	0,100	-	0,160	0,19
J <sub>3</sub> <sup>o</sup> -km	2815	3320	0,103	-	0,160	0,20
J <sub>2-3</sub> <sup>kl-o</sup>	3320	3371	0,103	-	0,160	0,20
J <sub>3</sub> <sup>km-v</sup> -K <sub>1</sub>	3371	3470	0,103	-	0,160	0,20
J <sub>3</sub> <sup>o</sup> -km	3470	3483	0,162	-	0,190	0,20
J <sub>2-3</sub> <sup>kl-o</sup>	3483	3580	0,162	-	0,190	0,20
J <sub>3</sub> <sup>km-v</sup> -K <sub>1</sub>	3580	3635	0,162	-	0,190	0,20
J <sub>3</sub> <sup>o</sup> -km	3635	3650	0,162	-	0,230	0,20
J <sub>2-3</sub> <sup>kl-o</sup>	3650	3750	0,162	-	0,230	0,20

## 1.2 Характеристика газоводонности месторождения (площади)

Характеристика газоводонности, газоносности, водонности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Газоводонность, газоводность, водонность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут
от	до			
<b>Водонность</b>				
2	100	поровый	1,006	-
400	1250	поровый	1,013	1,9
1309	2470	поровый	1,008	До 158
2470	3350	поровый	1,020	1,1-264
3483	3750	поровый	1,011	288
<b>Газоносность</b>				
1309	1320	поровый	0,563	670
1997	2007	поровый	0,604	10-20
2815	2835	поровый	0,742	10-20
2925	2960	поровый	0,737	10-20
2970	2995	поровый	0,737	10-20
3483	2503	поровый	0,756	10-20
3650	3700	поровый	0,756	10-20

Нефтеносность по разрезу скважины отсутствует

### 1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	650	Разбавление бурового раствора, кавернообразования, осыпи и обвалы стенок скважины	влияние зоны ММП при длительных перерывах в строительстве скважины (до 400м)
650	1400		
1400	3470		
3470	3635		
3635	3750		
0	420	нефтегазоводопроявления	вода
420	1309		вода
1309	2007		газ, вода
2007	2815		вода
2815	2995		газ, конденсат, вода
2995	3483		вода
3483	3750		газ, конденсат, вода
0	650	прихватоопасные зоны	при нахождении бурильного инструмента в скважине без движения и нарушение режима промывки
650	1400		
1400	3470		
3470	3635		
3635	3750		
400	650	поглощение бурового раствора	повышенная репрессия на пласты, отклонение параметров раствора от проектных
650	1400		
1400	3470		
3470	3635		
3635	3750		
2700	2710		

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

По геологическому условию проектируется вертикальная разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

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

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

#### 2.2.1 Совмещенный график давлений

Чтобы определить необходимость дополнительных колонн, необходимо построить совмещенный график давлений.

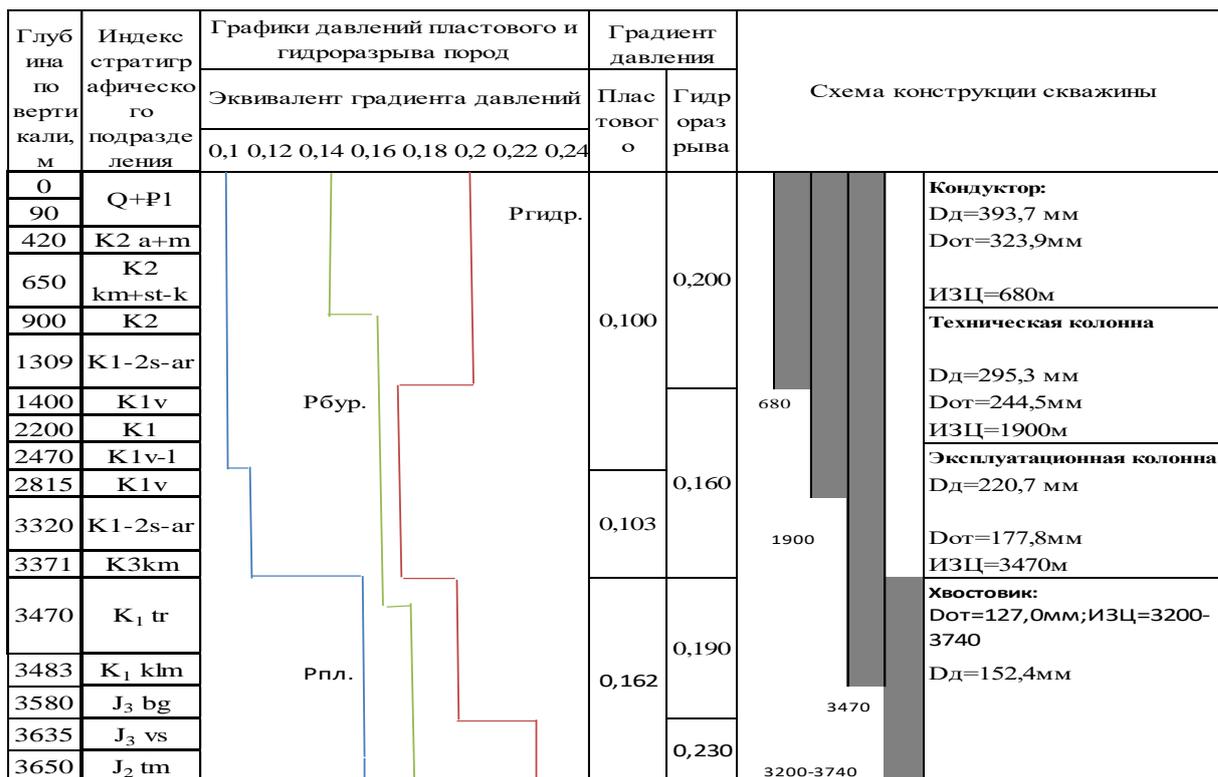


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

#### 2.2.2 Определение числа колонн и глубины их спуска

Так как самые верхние породы слагающие разрез от 0 – 420 метров по вертикали, в которых всегда подразумевается проектирование направления

имеют достаточно высокую абразивность (7-8), достаточно высокую плотность (2000 кг/м<sup>3</sup>), малую глинистость (15-20), и мерзлую категорию прочности по промышленной классификации, было решено не проектировать направление в виду достаточной устойчивости горных пород слагающих верхний интервал скважины. Проектная глубина скважины 3740 метров по вертикали.

1. Мощность четвертичных отложений составляет 420 м, поэтому предварительный расчет глубины спуска кондуктора составляет 680 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы. Так же для крепления стенок скважин, предупреждения растепления ММП, оползней, обвалов.

2. Техническая колонна спускается на глубину 1900 м с учетом перекрытия зон, несовместимых по условию бурения. ГНВП, обвалы стенок скважин, прихваты, возможные сальникообразования

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3470 м с учетом перекрытия зон, несовместимых по условиям бурения.

4. Глубину спуска хвостовика выбираем 3740 м с учетом вскрытия продуктивного пласта 3650 – 3700 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 40 м.

Таблица 4 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
<b>Кондуктор</b>	0	680	0	680	323,9	393,7
<b>Промежуточная колонна</b>	0	1900	0	1900	244,5	295,3
<b>Эксплуатационная колонна</b>	0	3470	1400	3470	177,8	220,7
<b>Хвостовик</b>	3200	3740	3200	3740	127,0	152,4

### 2.2.3 Выбор интервалов цементирования

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

1. Кондуктор: интервал цементирования 0 – 680 м;
2. Техническая колонна: интервал цементирования 0 – 1900
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 1400 – 3470 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 500 м для газовой скважины).
4. Хвостовик: интервал цементирования 3200 – 3740 м (величина установки подвесного устройства хвостовика выше башмака эксплуатационной колонны на 270 м для газовых скважин).

### 2.2.4 Проектирование обвязки обсадных колонн

Выбором колонной головки и ПВО является максимальное давление, возникающее на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом при закрытом превенторе и диаметры проходных отверстий превенторов, позволяющих нормально вести углубление скважины или проводить в ней любые работы.

Для газовой скважины величина максимального устьевого давления считается по формуле:

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{пл}}}{e^s},$$

где  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{отн}} \cdot H$$

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

$\gamma_{\text{отн}}$  – относительная плотность газа по воздуху

$$P_{\text{му}} = 55,05 \text{ МПа}$$

Следовательно, проектируется ПВО ОП5–425/80x70 (425–диаметр условного прохода ОП, мм; 80–диаметр условный прохода манифольда, мм;

70–рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка–ОКК2–70–178x245x324 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

### **2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

Диаметр колонны под хвостовик принимаем равным  $D_{\text{хв}} = 127$  мм.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

## **2.3 Углубления скважины**

### **2.3.1 Выбор способа бурения**

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Интервал бурения кондуктор сложен в основном породами мягкой твёрдости, по буримости относится к группе мягких неабразивных пород. На интервале этой пачки находится кондуктор скважины бурится шарошечным долотом роторным способом, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения.

Интервал бурения под техническую, эксплуатационную колонну и колонну хвостовик сложен в основном породами мягкой, средней твёрдости, а так-же низко абразивными горными породами. Для бурения этих интервалов будет использоваться PDC долота совместно с винтовым забойным двигателем, которая обеспечит максимальную скорость бурения и требуемую проходку на долото.

Исходя из рассмотренных выше факторов, можно сделать вывод о выборе способа бурения для каждого интервала.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–680	Кондуктор	Роторный
680-1900	Техническая колонна	Совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
1900-3470	Эксплуатационная колонна	Совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
3470-3740	Хвостовик	Совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)двигатель)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

- Для бурения интервала под кондуктор проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, 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 техническую колонну проектируется долото типа PDC диаметром 295,3 мм, которая обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен породами средней твёрдости.
- Для бурения интервала под эксплуатационную колону проектируется долото типа PDC диаметром 220,7. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твёрдыми породами.
- Для бурения интервала под хвостовик проектируется долото типа PDC диаметром 152,4 мм, которое обеспечит мак4симальную и механическую

скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твёрдыми породами.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 6

Интервал		0-680	680-1900	1900-3470	3470-3740
Шифр долота		Ш 393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 В 613 У	БИТ 220,7 В Т 416 У	БИТ 152,4 616 Н.10
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	152,4
Тип горных пород		М	СТ	СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117	3-88
	API	6 5/8	6 5/8	4 1/2	4 1/2
Длина, м		0,53	0,31	0,38	0,3
Масса, кг		180	90	44	20
G, тс	Рекомендуемая	14-28	2-12	2-10	3-10
	Предельная	-	40	30	30
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	60-440	60-400	60-300
	Предельная	-	440	400	300

### 2.3.3 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. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу.

$$G_I = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3}, \quad (1)$$

где  $\alpha$  – коэффициент забойных условий;

$P_{ш}$  – средневзвешенная твердость горных пород по штампу;

$F$  – опорная площадь рабочей поверхности долота

$$F = 0,03 D_c k_T, \quad (2)$$

где  $k_T$  – число зубцов на рабочей поверхности;

$D_c$  – средний диаметр зубцов, мм.

Таблица 7 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–680	680–1900	1900-3470	3470-3740
<b>Исходные данные</b>				
$\alpha$	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1992	1966	2212	2278
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	22,07	15,24
$\eta$	1	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,8	0,5	1
$G_{пред}, \text{кН}$	275	300	98	60
<b>Результаты проектирования</b>				
$G_1, \text{кН}$	19	25	23	21
$G_2, \text{кН}$	79	236	110	76
$G_3, \text{кН}$	220	320	24	96
$G_{проект}, \text{кН}$	36	147	110	76

Для интервала бурения под кондуктор проектируется осевая нагрузка равная 36 кН, поскольку она достаточна для создания усилия разрушения горной породы, но при этом не вызовет износа опор долота. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки, соответственно данной методике.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле  $n_l = 19,1 \frac{V_d}{D_d}$ , с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты приведены в таблице 7.

(3)

где  $V_d$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_d$  – диаметр долота, м.

Таблица 8 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0–680	680–1900	1900-3470	3470-3740
<b>Исходные данные</b>				
$V_{л}, \text{ м/с}$	2,8	1,5	1	2
$D_{д}$	М	0,3937	0,2953	0,2207
	ММ	393,7	295,3	220,7
$\tau, \text{ мс}$	6	-	-	-
$z$	24	-	-	-
$\alpha$	0,8	0,6	0,3	0,5
<b>Результаты проектирования</b>				
$n_1, \text{ об/мин}$	135	162	180	234
$n_2, \text{ об/мин}$	271	-	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$	657	-	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	135	162	180	234

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 данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому  $n_{\text{проект}}$  применяются такими.

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице Б.2 приложения Б.

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Расчет двигателя произведен по формулам с использованием программного обеспечения Microsoft Excel.

$$D_{з\partial} = (0,8-0,9)D_{\partial}, \quad (4)$$

где  $D_{зд}$  – диаметр забойного двигателя, мм;

$D_d$  - диаметр долота, мм.

$$M_p = M_o + M_{yd} + G_{oc}, \quad (5)$$

где  $M_p$  – момент необходимый для разрушения горной породы, Н\*м;

$M_o$  – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н\*м;

$M_{yd}$  – удельный момент долота, Н\*м/кН;

$G_{oc}$  – осевая нагрузка на долото, кН.

$$M_o = 500 * D_d \quad (6)$$

где  $D_d$  – диаметр долота, м.

$$M_{yd} = Q + 1,2 * D_d \quad (7)$$

где  $Q$  – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1-2 (принимается 1,5), Н\*м/кН;

$D_d$  – диаметр долота, см.

Таблица 9 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-680	680-1900	1900-3470	3470-3740
<b>Исходные данные</b>					
$D_d$	м	-	0,2953	0,2207	0,1524
	мм	-	295,3	220,7	152,4
$G_{oc}$ , кН		-	88,7	150	60
$Q$ , Н*м/кН		-	1,5	1,5	1,5
<b>Результаты проектирования</b>					
$D_{зд}$ , мм		-	233-265	172,72	137
$M_p$ , Н*м		-	3417	4027,58	1261
$M_o$ , Н*м		-	147,5	107,95	75
$M_{yd}$ , Н*м/кН		-	37	27,41	19,78

Для интервала бурения под техничку 680 – 1900 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДГР – 240 РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения 1900 – 3470 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР – 172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Для интервала бурения под хвостовик 3470 – 3740 м проектируется винтовой забойный двигатель ДГР - 120, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	ДГР – 240 7/8	ДГР – 172 7/8	ДГР – 120 7/8
Интервал, м	680 – 1900	1900 – 3470	3470 – 3740
Наружный диаметр, мм	240	172	120
Длина, м	6,917	8,290	5,503
Вес, кг	1875	1225	400
Расход жидкости, л/с	37 – 75	20 – 40	10 – 21
Число оборотов, об/мин	85 – 150	85 – 180	160 – 330
Максимальный рабочий момент, кН*м	9 – 12	10 – 15	3 – 4,5
Мощность двигателя, кВт	6 – 140	60 – 200	35 – 90

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблицах 34 приложение Б.

### 2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под техничку и

эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах В.1 – В.5 приложения В.

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

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

- интервал бурения 0 – 680 м под кондуктор – полимер – глинистый буровой раствор.
- интервал бурения 680 – 1900 м под техническую колонну – полимер-глинистого буровой раствор.
- интервал бурения 1900 – 3470 м под эксплуатационную колонну – биополимерный буровой раствор.
- интервал бурения 3470 – 3740 м под колонну хвостовик – биополимерный – полигликолевый буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 11. В таблице 12 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 11 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	плотность г/см <sup>3</sup>	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, сПз	СНС 10 сек / 10 мин,	одо-отда ча, см <sup>3</sup> / 30 мин	рН	Содержание песка, %
Полимер-глинистый	0	680	1,18	90	18	45	10-30/ 25-50	< 10	9,5	< 2
Полимер-глинистый	680	1900	1,12	50	20	35	10-25/ 15-30	< 6	9,5	< 1
Биополимерный	1900	3470	1,5	45	15	43	6-20/ 10-30	< 6	9,0	< 1
Биополимерный	3470	3740	1,62	45	15	43	6-20/ 10-30	< 6	9,0	< 1

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Полимер-глинистый	0	680	Техническая вода, глинопорошок, биополимер, Na КМЦ, праестол, жидкость гидрофобизирующая, смазочная добавка КСД, карбонатный утяжелитель, баритовый утяжелитель.
Полимер-глинистый	680	1900	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор.
Биополимерный	1900	3470	Техническая вода, каустическая сода, кальцинированная сода, ксантановая смола, КСЛ, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель.
Биополимерный, полигликолевый	3470	3740	Биополимер, ПАЦ-НК, МК-БУР, ПОЛИТАЛ, КОН, К2СО3, ПЭС-1, СК-П

Таблица 12 – Компонентный состав бурового раствора

В качестве рекомендации для предотвращения поглощений при бурении интервалов склонных к поглощениям необходимо предусмотреть наличие необходимого количества химических реагентов для приготовления кольматационных пачек на основе бурового раствора с поднятием условной вязкости и добавлением разнофракционного карбоната кальция и инертного наполнителя.

Состав и концентрация кольматационной пачки:

- |   |   |
|---|---|
| 1. Буровой раствор                            | 5. CaCO <sub>3</sub> 150 – 60 кг/м <sup>3</sup> |
| 2. ПАЦ ВВ – 5 кг/м <sup>3</sup>               | 6. NUT SHELL MEDIUM – 30 кг/м <sup>3</sup>      |
| 3. CaCO <sub>3</sub> 5 – 60 кг/м <sup>3</sup> | 7. NUT SHELL COARSE – 30 кг/м <sup>3</sup>      |
| 4. CaCO <sub>3</sub> 50 – 60кг/м <sup>3</sup> | 8. CF-1 (торф) – 20 кг/м <sup>3</sup>           |

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Г.1 приложения Г.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Г.2 приложения Г.

### **2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины**

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

– Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах Д.1 – Д.3 приложения Д.

### **2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна**

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа газаносных пластов. Согласно геолого-техническому условию газаносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 3640 – 3690 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

– интервал отбора керна 3640 – 3690 м

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения пяти запланированных интервалов.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 10.

Таблица 13 – Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

<b>Типоразмер</b>	<b>Наружный диаметр, мм</b>	<b>Диаметр керна, мм</b>	<b>Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б</b>	<b>Масса, кг</b>
У8-152,4/66,7 SC-2ТК	152,4	66,7	СП 3-112×4.233×1:16	8

Характеристика проектируемого кернотборного снаряда представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Тип проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (4)	67	14835	3-102	3-102	2300

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип кернотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3640-3690	СК-136/80 «ТРАС»	1-3	60-120	14-25

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

#### 2.4.1.1 Исходные данные для расчёта действующих нагрузок

Исходные данные к расчету представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1800
плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	738	глубина скважины, м	3470
высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	1400	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	755
высота цементного стакана $h_{см}$ , м	10	динамический уровень скважины $h_0$ , м	2715

#### 2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (8)$$

где  $P_n$  – наружное давление;

$P_v$  – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.

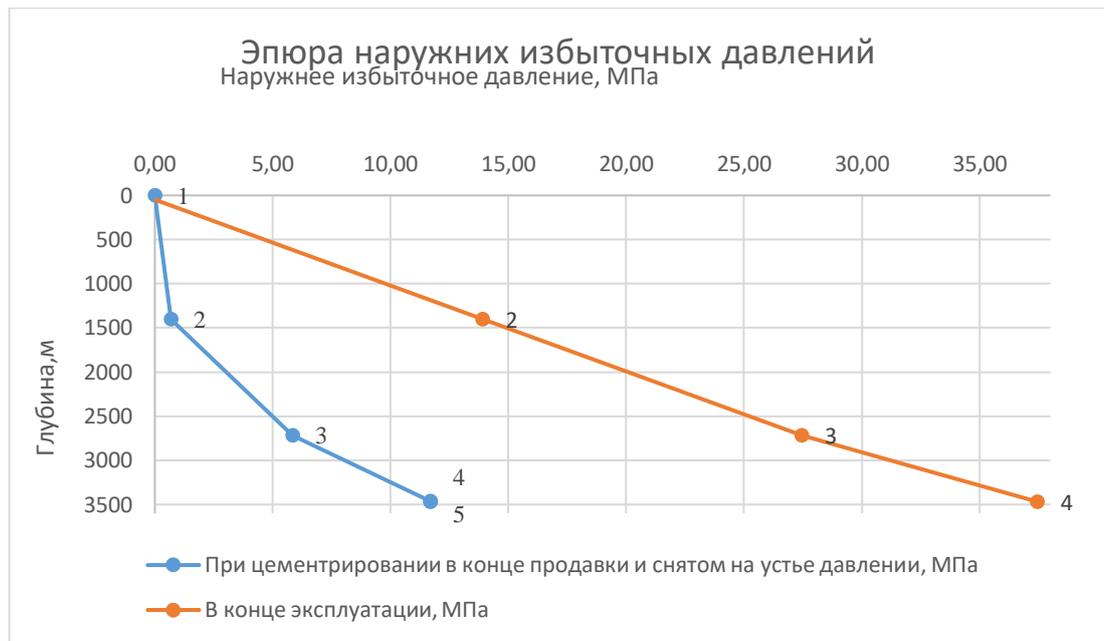


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

### 2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства имеются два таких случая.

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 3.

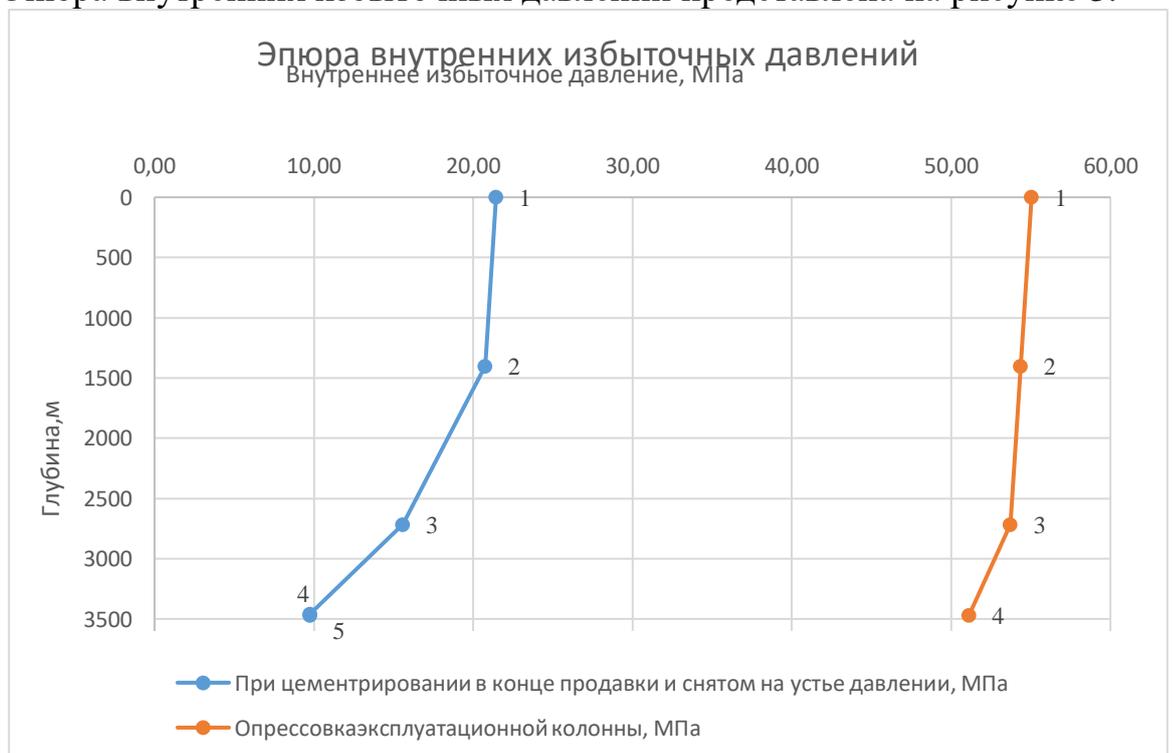


Рисунок 3 – Эпюра внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 17 представлены рассчитанные характеристики обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Кондуктор</b>								
1	ОТТМ	Д	8,5	680	48,13	47723,5	47723,5	0-680
<b>Техническая колонна</b>								
1	ОТТМ	Д	7,9	1900	47,9	91060,6	91060,6	0-1900
<b>Эксплуатационная колонна</b>								
1	ОТТГ	Д	10,4	2161	43,8	94314,35	151443,94	0-2161
2	ОТТГ	Д	8,6	1309	42,3	57129,59		2161-3470
<b>Хвостовик</b>								
1	ОТТГ	Д	9,6	540	27,32	14757,3	14757,3	3200-3740

### 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

#### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр},$$

9)

где  $P_{гс\ кп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве,  $P_{гс\ кп} = 46,72$  МПа;

$P_{гд\ кп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве,  $P_{гд\ кп} = 0.19$  МПа;

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным  $P_{гр} = 56,4$  МПа.

Производим сравнения давлений  $46,72$  МПа  $\leq$   $56,4$  МПа.

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

### 2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

В таблице 18 представлены объемы буферной и продавочной жидкости.

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонентов, кг	Наименование цемента	Масса цемента, т/ количество мешков
Буферная	7,9	1050	-	МБП-СМ	527,2	-	-
	1,8			МБП-МВ	28,2	-	-
Облегченный тампонажный раствор	53,83	1400	45,71	НТФ	15,4	ПЦТ-1-Об(4)-100	35,2 /26
Тампонажный раствор нормальной плотности	27,83	1800	18,32	НТФ	3,7	ПЦТ - 1 - УТ (2) – 150	3,4 / 8
Продавочная жидкость	72,76	1000	-	-	-	-	-

Таблица 18 – Объем тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости

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

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (10)$$

где  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 21,94 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 27,4 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320.

Для цемента нормальной плотности

$$m = 3,4 / 13 = 0,26;$$

Для облегченного

$$m = 35,2 / 10 = 3,52;$$

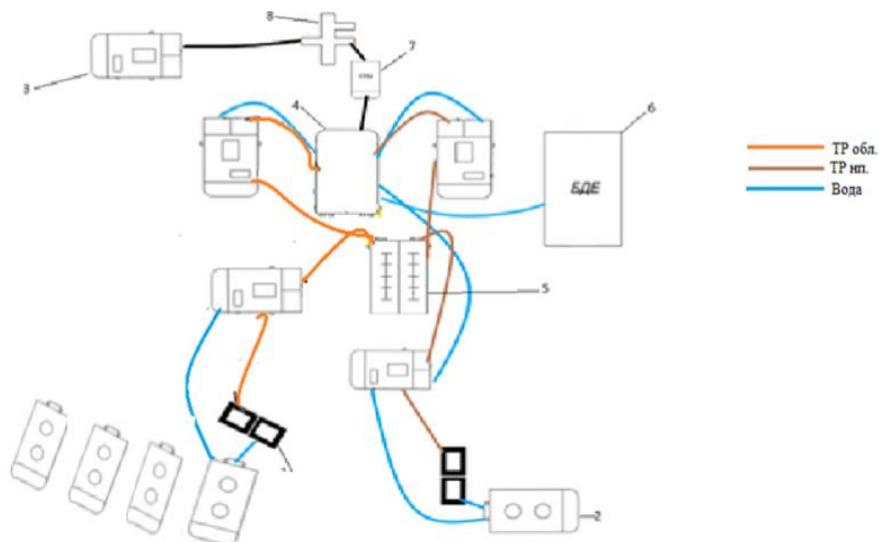


Рисунок 4 – Схема расположения оборудования при цементировании

1– Бачок затворения, 2– Цементосмесительная машина типа УС 6–30, 3– цементировочный агрегат ЦА–320М; 4–Блок манифольда, 5–УСО, 6– БДЕ, 7– Станция КСКЦ 01, 8– Устье скважины (цементировочная головка).

## 2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 19.

Таблица 19– Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D <sub>усл</sub> , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)
Кондуктор, D <sub>усл</sub> =323,9 мм	БКМ-323,9 ОТТМ	ЦКОДМ -323,9 ОТТМ	ПРП-Ц-323,9	ЦЦ-245/295 (30)
Техническая колонна D <sub>усл</sub> =244,5мм	БКМ-244,5 ОТТМ	ЦКОДМ -244,5 ОТТМ	ПРП-Ц-В-244,5 ПРП-Ц-Н-244,5	ЦЦ-178\216 (43)
Экспл. колонна, D <sub>усл</sub> =178 мм	БКМ-178 ОТТМ	ЦКОДМ -178 ОТТМ	ПРП-Ц-В-178 ПРП-Ц-Н-178	ЦЦ-178\216 (70)
Хвостовик D <sub>усл</sub> =127 мм	БКМ-127 ОТТМ	ЦКОДМ -127 ОТТМ	ПРП-Ц-В-127 ПРП-Ц-Н-127	ЦЦ-127\165 (21)

## 2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

### 2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор Скорпион 102. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 50 м, глубина 3650 – 3700 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102 представлены в таблице 20.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором Скорпион 102 потребуется одна спуско-подъемная операция перфорационного комплекса в составе из десяти секций по 10 м.

Таблица 20 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102

Технические характеристики	Скорпион 102
Наружный диаметр, мм	102
Фазировка, ° *	60

#### Продолжение таблицы 20

Плотность перфорации, отв./м **	10, 16
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа ***	80/130
Максимально допустимая температура, °С	150/170
<b>Технические характеристики</b>	<b>Скорпион 102</b>
Длина корпусов, м****	1/2/3/4/5/6

#### 2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-80 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	80
Минимальный диаметр проходного канала, мм	18
Максимальный перепад давления, МПа	30
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-62

#### 2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой буровой и обсадной колоннами.

На основании расчетов буровых и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 70,6т, а вес буровой колонны – 58,69

т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 4000 ЭУК-1.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбранная буровая установка</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	29,5	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	5,7>0,6
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	70,6	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,4>0,6
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	91,78	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,8>1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	170		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			

Продолжение таблицы 22

Вес вышечно-лебедочного блока, т ( $Q_{влб}$ )	29,5	$k_{по} = P_o / P_{бo}$ ( $k_{по} > 1,25$ )	1,25
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )			
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	70,6		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	30		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> ( $F_{бo}$ )	90		

### 3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1 Подвески и разъединители хвостовика.

Определение, подвески, разъединители, рабочие органы, характеристики рассмотрены в приложении Ж.

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Основной задачей проектирования является организация правильного сочетания ее совместного труда участников производственного процесса с материальными условиями производства в целях выполнения установленных заданий при минимальных затратах труда и средств. Обоснование на строительство вертикальной скважины Тюменского газового месторождения.

### **4.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия АО «Тюменнефтегаз»**

АО «Тюменнефтегаз» оказывает широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, наклонно-направленное бурение, зарезка боковых стволов, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, обеспечение систем очистки бурения, тампонажные работы.

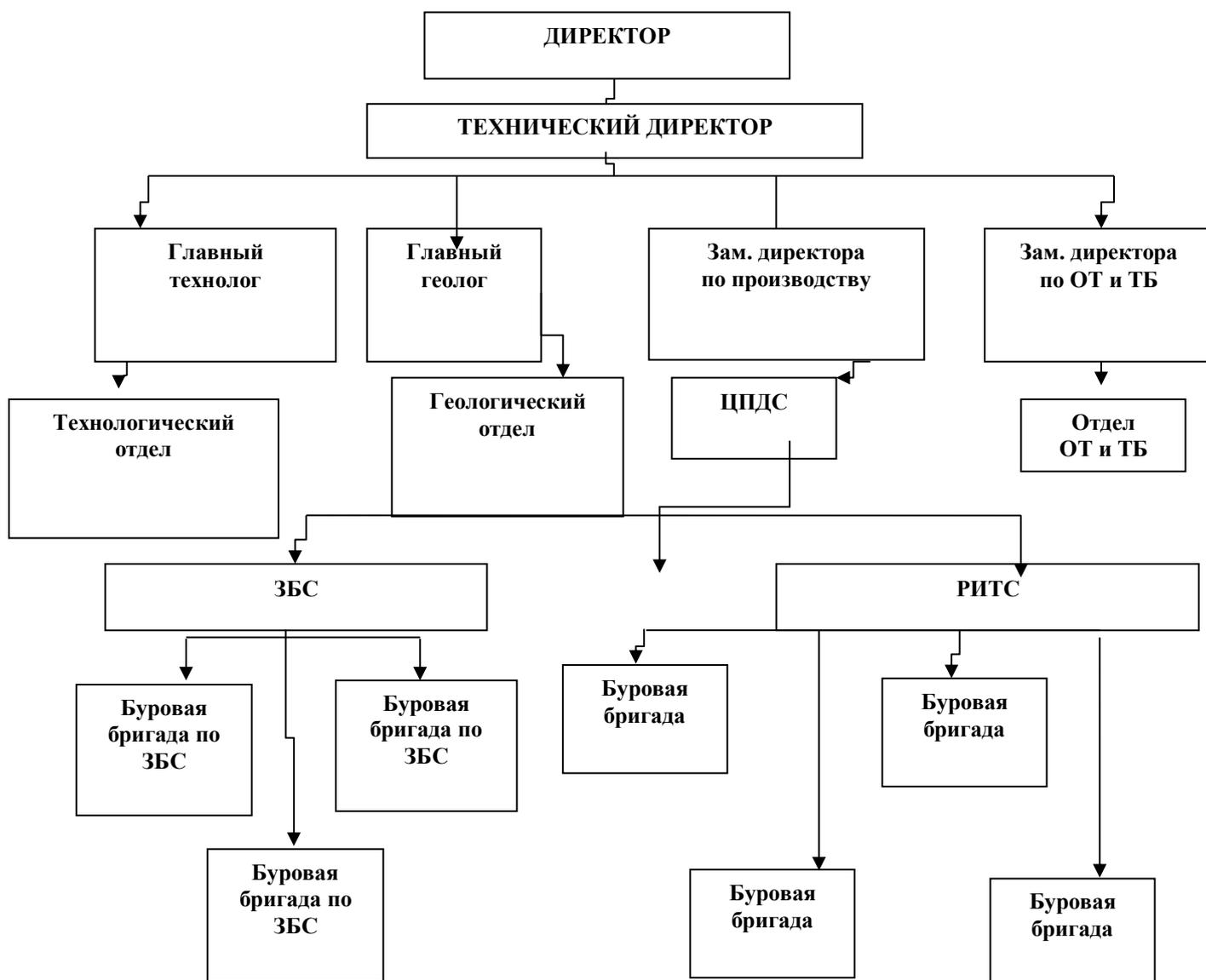
На сегодняшний день в компании восемь подразделений в регионах Российской Федерации, около 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает миллиона метров.

Основные виды деятельности АО «Сибирская Сервисная Компания»:

- все виды строительства эксплуатационного бурения;
- капитальный ремонт скважин;
- ремонтно-изоляционные работы;
- капитальный ремонт скважин методом врезки вторых стволов;
- транспортные услуги;
- крепление скважин;
- демонтаж, транспортировка и монтаж всех видов и типов буровых установок отечественного и импортного производства;
- монтаж и ремонт мостовых, козловых и других типов кранов грузоподъемностью до 5 тн;

- монтаж вышек (мачт) связи и мачт освещения;
- изготовление съемных грузозахватных приспособлений;
- монтаж и демонтаж нефтепромыслового оборудования;
- строительство ЛЭП-6 кВ;
- проектирование и разборка технической сметной документации в области бурения, вышкостроения, капитального ремонта и цементирование скважин.

#### 4.1.1 Организационная структура управления предприятием



## 4.2 Расчёт нормативной продолжительности сооружения скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

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

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 20 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

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

Время подготовительно – заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h$$

где  $T_{Б1}$  – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

$h$  – величина нормативной пачки, метр.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L},$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L},$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}},$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}},$$

Где  $N_{СП}$ ,  $N_{ПОД}$  – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$ ,  $T_{ПОД}$  – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{1СВ}$  – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

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

Время бурения скважины глубиной 3740 метров составляет 355 часов (механического бурения), время СПО составит 62,42 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 24,8 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 52,82 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час},$$

где  $H$  – длина скважины, м;

$t_M$  – продолжительность механического бурения, час.

$$V_M = \frac{3740}{355} = 10,6 \text{ м/час.}$$

Расчет рейсовой скорости

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР})}$$

$$V_P = 3740 / (355 + 62,42 + 24,8) = 8,5 \text{ м/ч}$$

где  $T_M$  – время механического бурения, ч

$T_{с.п.}$  – продолжительность спуско - подъемных операций, ч

$T_H$  – время на наращивание, ч

$T_{п.в.р.}$  – продолжительность подготовительно – вспомогательных работ, ч

Расчет технической скорости

$$V_T = \frac{H \cdot 720}{t_{ПР}}, \text{ м/стмес}$$

где  $t_{ПР}$  – производительное (технологически необходимое) время бурения, час.

$$V_T = \frac{3740 \cdot 720}{355} = 7605,6 \text{ м/стмес}$$

Расчет коммерческой скорости

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K}, \text{ м/ст.мес}$$

где  $T_K$  – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{3740 \cdot 720}{1267,7} = 2129,8 \text{ м/ст.мес}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{ср} = \frac{H}{n} \text{ м,}$$

$$h_{ср} = 3740/3 = 1250 \text{ м.}$$

где  $n$  – число используемых долот

#### 4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

В таблице 23 представлены данные для составления нормативной карты.

Таблица 23

Наименование работ	№ нормативных пачек	Интервал бурения, м		Мощность интервала, м	Типоразмер долота	Норма проходки на долото, м	Кол-во долот	Время механического бурения, час		СПО, ПЗР к СПО, час	Наращивание, час	Промывка перед подъемом	Прочие работы, связанные с рейсом, час	Время на прочие работы, час	Итого время в часах
		от	до					На 1м	всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Кондуктор:															
Бурение под кондуктор	1														32,71
Крепление кондуктором		0	680	680	Ш 393,9	2900	0,29	0,02	14,3	2,43	11,20	0,35	2,95	1,17	56,38
ИТОГО															
Промежуточная колонна:															
Бурение под промежуточную колонну	2														100,45
Крепление под промежуточную колонну		680	1900	1220	БИТ 295,3	2900	0,78	0,02	51,3	2,85	31,6	2,45	4,15	7,3	91
ИТОГО															
Эксплуатационная колонна															
Бурение под эксплуатационную колонну	3														147,9
Крепление эксплуатационной колонны		1900	3470	1570	БИТ 220,7	2900	0,99	0,025	87,3	3,43	44,7	4,35	5,95	1,17	132,1

Продолжение таблицы 23

Колонна хвостовик															
Бурение под колонну хвостовик	4	3470	3740	270	БИТ 152,4	2900	0,99	0,031	93,1	4,23	56,3	6,15	6,81	1,81	142,1
Крепление хвостовика															182,1
<b>ИТОГО</b>															<b>280</b>

Окончание таблицы 23

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Смена рабочего переводника ведущей трубы															3,00
Перетяжка талевого каната															14,19
Смена бурового шланга															5,60
Геофизические работы															97,50
Разборка колонны бурильных труб, разборка УБТ										11,6				0,87	12,47
<b>ИТОГО</b> нормативное время бурения и крепления , час															<b>1207,3</b>
<b>ИТОГО</b> нормативное время бурения и крепления, сут.															<b>50,30</b>
<b>ИТОГО</b> нормативное время бурения и крепления с к=1,05															<b>52,82</b>

#### **4.2.2 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей**

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 минуту. Нормативное время составит:

- кондуктор – 23 минуты;
- техническая колонна 55 минут;
- эксплуатационная колонна – 78 минут;
- хвостовик – 34 минуты.

#### **4.2.3 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента**

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ кондуктора – 12 ч, техническую колонну – 24 ч, эксплуатационной колонны – 24 ч, хвостовик – 24 ч.

#### **4.2.4 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки**

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;

– промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;  
– подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента  $L_c$ , м по формуле:

$$L_c = L_k - L_n,$$

19)

где  $L_k$  – глубина кондуктора, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

Для кондуктора:

$$L_c = 680 - 10 = 670 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 680 - 25 = 655 \text{ м};$$

$$N = 655/24 = 36,6 \approx 37 \text{ штук};$$

$$T_{\text{конд.}} = 37 \cdot 2 + 5 = 79 \text{ минут.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 3470 - 10 = 2460 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 2990 - 24 = 2966 \text{ м};$$

$$N = 2966/24 = 123,58 \approx 124 \text{ штуки};$$

$$T_{\text{конд.}} = 124 \cdot 2 + 5 = 253 \text{ минуты.}$$

Для хвостовика:

$$L_c = 3740 - 10 = 3730 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 3730 - 24 = 3706 \text{ м;}$$

$$N = 3706/24 = 153,58 \approx 154 \text{ штуки;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 154 \cdot 2 + 5 = 313 \text{ минут.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7,08 + 79 + 253 + 313 + 4 \cdot (7 + 17 + 42) = 916,08 \text{ минут} = 15,27 \text{ ч}$$

#### **4.2.5 Расчет нормативного времени на геофизические работы**

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

#### **4.2.6 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами**

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

## 4.2.7 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

### 4.2.8 Составление линейно-календарного графика.

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить запланированную скважину за запланированное время. Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать. Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов. Линейно-календарный график представлен в таблице 1

Условные обозначения к таблице 24:

-  Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
-  Буровая бригада (бурение);
-  Бригада испытания;

Таблица 24 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участв. в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы													
Буровые работы													
Освоение													

### 4.3 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 25 – Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года.

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Кондуктор		Промежуточная колонна		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
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	5	645,75	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	193,73	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,45	62,19	1,65	228,01	6,5	898,24
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	18,66	-	68,4	-	269,47
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	5	58	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	17,4	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,45	6,48	1,65	23,76	6,5	93,6
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	1,94	-	7,13	-	28,08
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	7	1770,02	0,45	113,8	1,65	417,2	6,5	1643,59
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	6	7902	0,45	592,7	1,65	2173	6,5	8560,5

Продолжение таблицы 25

Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	9	2021,4	-	-	1,65	370,59	6,5	1459,9
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,41	3,09	2,8	21,12	7,3	49,01
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,41	61,3	2,8	418,6	7,3	971,62
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	12	1295,16	0,41	29,14	2,8	302,2	7,3	701,55
Эксплуатация трактора	сут	33,92	5	169,6	0,45	15,26	1,65	55,97	8,19	220,48
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				14135,36		908,26		4263,78		15556,18
Всего по сметному расчету, руб						34861,62				

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Тюменской области этот индекс составляет на январь 2019 года 356,4.

$$34861,62 * 356,4 = 12424681,4 \text{ руб.}$$

Таблица 26 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Тюменской области на январь 2019 г.

Таблица 26 – Сметная стоимость скважины

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	буровые работы				12424681,4
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	295792.80
	2. буровые растворы	м <sup>3</sup>	100	23725	2372500
	4. работы по креплению	ч	467.14	32450	15158693
	5. испытание и вызов притока	сут.	24,8	33485	1003500
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
1	Итого основных работ: Σ1				35542578.2
	3. организация полевых работ	%	1,2	от Σ1	426510.9
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ1	533138.67
	Итого полевых расходов: Σ2				15188960.7
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ2	3037792
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ2	1974564.89
	Итого себестоимость проекта: Σ3				59965999,00
2	Накладные расходы	%	14	от Σ2	2126454,5
3	Плановые накопления	%	15	от Σ2	2278344,1
	Компенсируемые затраты				
4	А. производственные командировки	%	0,8	от Σ1	284340.62
	Б. полевое довольствие	%	3	от Σ2	455668.82
	В. доплаты	%	8	от Σ2	1215116,86
	Г. охрана природы	%	5	от Σ2	759448,03
5	Резерв	%	10	от Σ3	1980199,73
	ИТОГО себестоимость проекта				69065571,65
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				81497374,55

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Данным проектом предусматривается строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 3740 метров на газоконденсатном месторождении (Тюменская область). При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадных колонн, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

### **5.1 Профессиональная социальная ответственность**

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

Возможные опасные и вредные факторы представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Возможные опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>1 Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спуско-подъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа бурильной колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора.</p> <p>2 Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания.</p> <p>3 Освоение продуктивного горизонта</p>	<p>1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.</p> <p>3 Повышенный уровень шума на рабочем месте.</p> <p>4 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте.</p> <p>5 Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>6 Повреждения в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы.</p> <p>2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи</p> <p>3 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.</p> <p>4 Пожарная безопасность</p>	<p>1 ГОСТ 12.0.002-80 [2].</p> <p>2 ГОСТ 12.0.003-74 [3].</p> <p>3 ГОСТ 12.1.005-88 [4].</p> <p>4 СНиП 2.04.05-91 [5].</p> <p>5 ГОСТ 12.1.012-90 [6].</p> <p>6 ГОСТ 12.1.003-83 [7].</p> <p>7 СНиП 23-05-95 [8].</p> <p>8 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9].</p> <p>9 ГОСТ 12.1.007-76 [10].</p> <p>10 ГОСТ 12.2.003-91 [11].</p> <p>11 ГОСТ 12.3.003-75 [12].</p> <p>12 РД 34.21.122-87 [13].</p> <p>13 СНиП 4557-88 [14].</p> <p>14 ГОСТ 12.1.008-76 [15].</p> <p>15 МР 2.2.8.2127-06 [16].</p> <p>16 Н 2.2.5.1313-03 [17].</p>

## **5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)**

### **Превышение уровней вибрации**

Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004.

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;

– коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

### **Превышение уровней шума**

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014.

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

### **Повреждения в результате контакта насекомыми.**

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых:

защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое внимание противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полаты верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

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

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации;
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

## 5.2 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Таблица 28 – Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу) в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению.

Таблица 28 – Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу)

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки.	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки.
	Загрязнение почвы химическими реагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химических реагентов.
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки.	Засыпка создаваемых неровностей.
Вода и водные ресурсы	Попадание химических реагентов, масел со сточными водами.	Хранение химических реагентов и ГСМ в специальных складах защищенных от попадания атмосферных осадков.
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением.	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы.	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть

следующими: неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок; планировка буровых площадок; нерациональное использование земельных участков под буровые установки; несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу; не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест; не допускается загрязнение участка проведения работ; для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности; установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ; ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины – тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

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

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде. ЧС могут носить следующий характер: 1) техногенные (несчастные случаи, нефте-газо-проявления, пожары); 2) природные (наводнения, ураганы, морозы).

При возникновении лесных пожаров оповещают все близлежащие населенные пункты. Производится эвакуация людей в безопасные места, вырубка просек поперек направления движения пожара, тушение пожара с помощью наземных сил и авиации, оказание первой медицинской помощи пострадавшим.

В случае наводнения на буровую площадку дополнительно завозится грунт, производится устройство защитных дамб. Разрабатываются мероприятия на случай необходимого вывоза людей. При возможности возникновения ураганов необходимо согласовывать работы метеослужбы с диспетчерской связью. Применять необходимые меры к укрытию людей. Отменять все виды работ при возникновении ураганов.

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

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.200 N 162.

К тому же, работнику с подклассом вредных условий труда положено повышение оплаты труда в размере не менее 4% от оклада или тарифной ставки. Это указано в статье 147 Трудового Кодекса РФ.

Для рабочих, занятых в бурении, продолжительность рабочей смены устанавливается равной 12 часам. В этих условиях применяются особые 2-бригадные графики, по которым две бригады, работая по 12 часов в сутки, могут чередоваться друг с другом каждые 12 часов. Из-за труднодоступности мест сооружения скважин применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, либо 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса.

Площадка, предназначенная для размещения буровой установки должна быть свободна от посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефте- и газопроводов - не менее 50 м.

Размеры рабочей площадки должны соответствовать типу применяемого оборудования, обеспечивая возможность свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и оборудования (приемного настила, зумпфа, стеллажа для труб, передвижной электро- или компрессорной станции и др.), а также минимальные затраты на проведение работ по рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной выпускной квалификационной работе представлены географо – экономическая характеристика района работ, стратиграфический разрез скважины, тектоническая характеристика и газонефтеводоносность разреза, а так же проведен анализ возможных осложнений и исследовательские работы.

В технологической части произведен расчет и обоснование профиля скважины, конструкция скважины и конструкция эксплуатационного забоя, определение глубины спуска обсадных колонн и их число, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров проектной скважины и диаметры обсадных колонн и разработка схем обвязки устья скважины. Выбор способа бурения, типоразмеры породоразрушающего инструмента по интервалам бурения, для каждого интервала бурения тип винтового забойного двигателей, расчет требуемого расхода бурового раствора, компоновки низа буровой колонны и расчет буровой колонны. Обоснование и выбор типов и компонентного состава промывочных жидкостей, выбор гидравлической программы промывки. Расчет обсадных колонн и цементирование скважины. По наибольшему весу выбрана буровая установка и способ освоения скважины.

Рассмотрены вопросы безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

В экономической части отражены организационные формы и структура бурового предприятия, расчет продолжительности строительства скважины, разработан календарный план – график, рассчитана сметная стоимость строительства скважины.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 12.0.003-2015 – Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.2.062-81 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
4. ГОСТ 12.4.011-89 – Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88 – Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
7. ГОСТ 12.4.026-2001 – Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
8. СанПиН 2.2.4.3359-16 – Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
9. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
10. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
11. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
12. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для ВУЗов. – Тюмень 2010.
13. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
14. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005 – 75 с.
15. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.– М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 262с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
17. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. — М. : Недра, 2003. — 1007 с.
18. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
19. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.

20. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
21. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
22. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.
23. Книга инженера по растворам – Москва 2006г.
24. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие /Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
25. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие /Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
26. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник /Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
27. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
28. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн - Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
29. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
30. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 1994 г.
31. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. — М. : Нефть и газ, 2007. — 264 с.
32. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
33. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.
34. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
35. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов/ А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
36. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. — М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. — 368 с. : ил. — (Высшее нефтегазовое образование) . — Библиогр.: с. 365.

37. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Гидравлический расчет цементирования». – Томск, ТПУ.
38. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, ТПУ.
39. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность». – Томск, ТПУ.
40. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины». – Томск, ТПУ.
41. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки». – Томск, ТПУ.
42. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет натяжения эксплуатационной колонны». – Томск, ТПУ.
43. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск, ТПУ.
44. «Mud lubricated drilling motors» руководство «Weatcherford» русское издательство 2010г.
45. [www.sibserv.com](http://www.sibserv.com)

## Приложение А

(Обязательное)

### Геологические условия бурения скважины

Таблица 29 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Стратиграфическое расчленение					Глубина залегания, м		Углы падения пластов	Коэффициент кавернозности
система	индекс	отдел	ярус	свита	кровля	подошва		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Четвертич.+ палеогеновая	Q + P <sub>1</sub>				0	420	0	1,3-1,25
Меловая	K <sub>2</sub> <sup>d+m</sup>	верхний	маастрихт-датский	танамская	420	560	0	1,25
	K <sub>2</sub> <sup>km+st-k</sup>	верхний	коньяк-сантон-кампанский	часельская	560	1130	0	1,25-1,15
	K <sub>2</sub> <sup>t</sup>	верхний	туронский	кузнецовская	1130	1309	0	1,15
	K <sub>1-2</sub> <sup>s-al-a</sup>	верхний-нижний	верхнеапт-альб-сеноманский	покурская	1309	2200	0	1,15-1,12
	K <sub>1</sub> <sup>a-br-h</sup>	нижний	готерив-баррем-нижнеаптский	ереямская	2200	2470	0,3-0,5	1,1
	K <sub>1</sub> <sup>v</sup>	нижний	валанжинский	заполярная	2470	2870	0,3-0,5	1,12
	K <sub>1</sub> <sup>v-b</sup>	нижний	берриас-нижневаланжинский	мегионская	2870	3371	0,3-0,5	1,12
Юрская	J <sub>3</sub> <sup>km-v-K<sub>1</sub></sup>	верхний	верхнекиммер.-волжский-нижнеберриасский	яновстанская	3371	3483	0,5-0,8	1,1
	J <sub>3</sub> <sup>o-km</sup>	верхний	оксфорд-нижнекиммериджский	сиговская	3483	3580	0,5-0,8	1,1
	J <sub>2-3</sub> <sup>kl-o</sup>	верхний-средний	келловей-нижнеоксфордский	точинская	3580	3650	0,5-0,8	1,10-1,05
	J <sub>2</sub> <sup>bt-kl</sup>	средний	батский-нижнекелловейский	тюменская	3650	3750	0,8-1,5	1,05

Таблица 30 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины.

Стратиграфическое подразделение, свита (ярус)	Интервал залегания, м		Состав вскрываемого разреза		Литологическая характеристика пород
	кровля	подошва	краткое описание	содержание %	
1	2	3	4	5	6
Четвертичные-палеоген. отложения	0	420	пески, глины суглинки, торф	50, 25 20, 5	Четверт.-пески, глины, суглинки серые, супеси Палеоген- преимущественно глинистые морские отложения
Танамская свита (датский-маастрихт.)	420	560	пески  алевроиты  глины алевритовые	40  40 20	Серые, зеленовато-серые и желтовато-серые пески и алевриты с прослоями глиен алевритовых
Часельская свита (камп.-сант.-коньяк.)	560	1130	глины алевритистые алевролиты глинистые глины	30 40 30	Верх -ритмичное переслаивание глинистых алевролитов, алевритистых глиен. Низ - серые и темно-серые глины с прослоями глинистых алевролитов, реже песков.
Кузнецовская свита (туронский)	1130	1309	глины  алевроиты, песчаники	80  20	Морские плотные глины зеленовато-серые, с включ. глауконита, пиритиз. Водорослей. В верхней части песчано-алевроитовые отложения газсалинской пачки.
Покурская свита	1309	2200	песчаники	40	Верхняя подсвита- преимущественно алевролитопесчаные отложения.

Продолжение таблицы 30

Ереямская свита (готерив-баррем- нижнеаптский-)	2200	2470	песчаники  глины	80  20	Песчаники серые, полимиктовые, мелкосреднезернистые, с подчиненными прослоями серых, алевроитовых глин. Характерен обугленный растительный детрит, прослой и линзы бурых углей.
Заполярная свита (валанжинский)	2470	2870	песчаники  алевролиты глины	70  20 10	Серые песчаники, чередующиеся с подчиненными прослоями серых алевролитов и алевролитовых глин в основании слабо битуминозных.
Мегионская свита (берриас- нижневалан.)	2870	3371	песчаники  глины	40  60	Глины темно-серые с пластами песчаников, равномерно распределенных по разрезу. В нижней части песчаники линзовидной формы (ачимовская толща)
Яновстанская свита	3371	3483	глины аргиллитопод.	80	Глины аргиллитоподобные, темно-зеленовато-серые с подчиненными пластами
Сиговская свита (оксфорд.-нижнеким.)	3483	3580	песч., алеврол.  глины аргиллитопод.	80  20	Песчаники и алевролиты серые, зеленовато-серые в разной степени глауконитовые с прослоями аргиллитоподобных глин от темно-серых до серых
Точинская свита	3580	3650	глины аргиллитопод.	80	Глины аргиллитоподобные, темно-серые, преимущественно алевроитовые с

Таблица 31 – Механические свойства горных пород

Стратиграфическое подразделение, свита (ярус)	Интервал залегания, м		Краткое описание пород	Категория пород по:			
	кровля	подошва		твердости	абразивности	промыслов. классификации	трудности отбора керна
1	2	3	4	5	6	7	8
Четвертичные-палеогеновые отложения	0	420	пески, глины суглинки, торф	I-IV	VII-VIII	мягкие	
Танамская свита (датский-маастрихт.)	420	560	пески алевриты глины алевритовые	II-III	III-IV	мягкие	
Часельская свита (камп.-сант.-коньяк.)	560	1130	глины алевритистые алевролиты глинистые глины	II-IV	III-VI	мягкие	
Кузнецовская свита (туронский)	1130	1309	глины алевриты, песчаники	II-III	II-IV	мягкие	
Покурская свита (сеном.-альбский-верхнеаптский)	1309	2200	пески, песчаники алевролиты глины	II-VII	III-VIII	мягкие-средние	
Ереямская свита (готерив-баррем-нижнеаптский-)	2200	2470	песчаники глины	III-VII	III-VIII	средние	
Заполярная свита (валанжинский)	2470	2870	песчаники алевролиты глины	III-VII	IV-VIII	средние	
Мегионская свита (берриас-нижневалан.)	2870	3371	песчаники глины	V-VII	V-IX	средние	II
Яновстанская свита (верхнекиммериджский-волжский-нижнеберриас.)	3371	3483	глины аргиллитопод. песчан., алеврол.	V	VI	средние твердые	

Продолжение таблицы 31

Сиговская свита (оксфорд- нижнекиммериджский)	3483	3580	песч., алеврол. глины аргиллитопод.	V-VIII	VI-IX	средние твердые	II
Точинская свита (келловей- нижнеоксфордский)	3580	3650	глины аргиллитопод. песчан., алеврол.	V-IX	VI-X	средние твердые	II
Тюменская свита (батский- нижнекелловейский)	3650	3750	аргиллитопод.гл. песчаники глин. алевролиты	V-IX	VI-X	средние твердые	

Таблица 32 – Физические свойства горных пород по разрезу скважины (по свитам)

Стратиграфическое подразделение, свита (ярус)	Интервал залегания, м		Краткое описание пород	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Глинистость , %	Пористост ь, %	Проницае- мость, мкм <sup>2</sup>
	кровля	подошва					
1	2	3	4	5	6	7	8
Четвертичные отложения- палеоген	0	420	пески, глины суглинки, торф	1,92-2,0	20-30 90	40-32	
Танамская свита (датский- маастрихт.)	420	560	пески алевролиты глины алевролитовые	1,95-2,01	80	30-32	
Часельская свита (камп.-сант.- коньяк.)	560	1130	глины алевролитистые алевролиты глинистые глины	1,94-1,98	100	26-28	
Кузнецовская свита (туронский)	1130	1309	глины алевролиты, песчаники	1,92-1,94	80	28-30	

Продолжение таблицы 32

Покурская свита (сеном.-альбский-верхнеаптский)	1309	2200	песчаники алевролиты глины	1,97-2,08	90	24-27	до 1,5
Ереямская свита (готерив-баррем-нижнеаптский-)	2200	2470	песчаники глины	2,13-2,21	20	20-22	0,05-0,096
Заполярная свита (валанжинский)	2470	2870	песчаники алевролиты глины	2,15-2,23	30	16-20	0,002-0,050
Мегионская свита (берриас-нижневалан.)	2870	3371	песчаники глины	2,24-2,31	20	14-19	0,001-0,040
Яновстанская свита (верхнекиммер.-волжский)	3371	3483	глины аргиллитопод. песчан., алеврол.	2,20-2,29	80	12-15	0,002-0,011
Сиговская свита (оксфорд.-нижнекимериджский)	3483	3580	песч., алеврол. глины аргиллитопод.	2,22-2,31	30	14-15	0,001-0,012
Точинская свита (келловей-нижнеоксфордский)	3580	3650	глины аргиллитопод. песчан., алеврол.	2,24-2,36	80	12-14	0,0001- 0,0010

Таблица 33 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Наименование системы	Интервал, м		Градиент давления, эквивалент градиента давлений									Температура в конце интервала	
	от	до	пластового			геостатического			поглощения (гидроразрыва)			0С	источник получения
			от	до	источник получения	от	до	источник получения	от	до	источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Четв.+палеог.	0	90	0	1,00	факт		1,956	расчет		1,956	расчет	-2	факт
Палеог.-мелов.	90	420	1,00	1,00	то же	1,956	2,015	то же	1,956	2	то же	3	то же
Меловая	420	650	1,00	1,00	-//-	2,015	2,053	-//-	2,015	2	-//-	11	
Меловая	650	900	1,00	1,00	-//-	2,053	2,091	-//-	2,053	2	-//-	22	-//-
Меловая	900	1309	1,11	1,00	-//-	2,091	2,147	-//-	1,750	2	-//-	33	-//-
Меловая	1309	1400	1,00	1,00	-//-	2,147	2,159	-//-	2,147	2	-//-	36	-//-
Меловая	1400	2200	1,00	1,00	-//-	2,159	2,250	-//-	2,059	1,6	-//-	57	-//-
Меловая	2200	2470	1,00	1,00	-//-	2,25	2,277	-//-	1,718	1,6	-//-	64	-//-
Меловая	2470	2815	1,00	1,00	-//-	2,277	2,308	-//-	1,652	1,6	-//-	73	-//-
Меловая	2815	3320	1,03	1,03	-//-	2,308	2,349	-//-	1,587	1,6	-//-	86	-//-
Меловая	3320	3371	1,03	1,03	-//-	2,349	2,352	-//-	1,536	1,6	-//-	88	-//-
Юрская	3371	3470	1,03	1,03	прогноз	2,352	2,360	-//-	1,645	1,6	-//-	90	-//-
Юрская	3470	3483	1,62	1,62	то же	2,236	2,361	-//-	1,911	1,9	-//-	91	прогноз
Юрская	3483	3580	1,62	1,62	-//-	2,361	2,367	-//-	1,966	1,9	-//-	93	то же
Юрская	3580	3635	1,62	1,62	-//-	2,367	2,371	-//-	1,966	1,9	-//-	94	-//-
Юрская	3635	3650	1,62	1,62	-//-	2,371	2,372	-//-	2,217	2,3	-//-	95	-//-
Юрская	3650	3750	2,00	2,00	-//-	2,372	2,379	-//-	2,217	2,3	-//-	99	-//-

## Приложение Б

(Обязательное)

Таблица 34 – Расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0 – 680	680 – 1900	1900 – 3470	3470 – 3740
<b>Исходные данные</b>				
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1524
$K$	0,65	0,6	0,5	0,4
$K_k$	1,3	1,38	1,3	1,2
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,12	0,11	0,11
$V_m$ , м/с	0,011	0,008	0,0015	0,0041
$d_{бт}$ , м	0,127	0,127	0,105	0,89
$d_{мах}$ , м	0,393	0,295	0,220	0,152
$d_{нмах}$ , м	0,015	0,0127	0,057	0,007
$n$	3	6	5	4
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$ , м/с	1,3	1,3	1,4	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,15	0,15	0,15
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,61	1,10	1,17	1,13
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	1,5	2,26	2,48	2,7
<b>Результаты проектирования</b>				
$Q_1$ , л/с	79	40	30	6
$Q_2$ , л/с	97	52	15	5
$Q_3$ , л/с	193	75	42	12
$Q_4$ , л/с	84	46	15	4
$Q_5$ , л/с	60	47	45	20
$Q_6$ , л/с	-	37 – 75	20 – 40	10 – 21

Таблица 35 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0 – 680	680 – 1900	1900 – 3470	3470 – 3740
<b>Исходные данные</b>				
$Q_1$ , л/с	79	40	18	6
$Q_2$ , л/с	97	52	18	5
$Q_3$ , л/с	193	75	45	12
$Q_4$ , л/с	84	46	23	4
$Q_5$ , л/с	60	47	45	46
$Q_6$ , л/с	-	37 - 75	20 - 40	10 - 21
<b>Области допустимого расхода бурового раствора</b>				
$\Delta Q$ , л/с	84 – 193	46– 75	23 – 45	12 – 20
<b>Запроектированные значения расхода бурового раствора</b>				
$Q$ , л/с	69	49	28	14
<b>Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)</b>				
$Q_{тн}$ , л/с	-	49	29	14
$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1612	1130	1135

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 69 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 49 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 28 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 14 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

## Приложение В

(Обязательное)

### Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица 36 – Проектирование КНБК для бурение интервала под кондуктор (0 – 680м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сумарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под кондуктор (0-680м)</b>							
1	Долото Ш 393,7 М-ЦВ	0,53	393,7	-			0,145
2	Переводник П 3-177/171	0,52	203	89	3-177	Ниппель	0,251
					3-171	Муфта	
3	Калибратор КЛС 390	1,27	203	80	3-171	Ниппель	0,406
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203x80Д	12	203	80	3-171	Ниппель	6,347
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-171/147	0,52	203	78	3-171	Ниппель	6,515
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 177,8x80 Д	12	177,8	80	3-147	Ниппель	15,523
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,52	178	89	3-147	Ниппель	15,690
8	Бурильная труба ТБПК 127x10 Е	18	127	107	3-133	Ниппель	21,525
9	Переводник П 3-133/147	0,4	152	78	3-133	Муфта	21,720
					3-133	Ниппель	
10	КШЗ-35 П 3-147/147	0,4	178	76	3-147	Муфта	21,903
					3-147	Ниппель	
11	ВБТ-К 133-Д Н 147	16	133	82	3-147	Муфта	24,533
					3-147	Ниппель	

Таблица 37 – Проектирование КНБК для бурения интервала под техническую колонну (680–1900м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под техническую колонну (680 – 1900м)</b>							
1	Долото PDC 295,3 FD 516 SM	0,43	295,3	-	3-152	Ниппель	0,082
2	ВЗД ДГР-240 7/8.49	9,51	210	-	3-152	Муфта	1,907
					3-152	Муфта	
3	Переводник П 3-152/171	0,52	203	89	3-152	Ниппель	2,112
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203x76,2 Д	29	203,2	76,2	3-171	Ниппель	8,463
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-171/147	0,7	203	90	3-171	Ниппель	8,568
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178x80 Д	16	178	80	3-147	Ниппель	11,16
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,4	165	76	3-147	Ниппель	11,31
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127x10Е	875,25	127	107	3-133	Ниппель	37,61
					3-133	Муфта	
9	Переводник П 3-133/147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	37,67
					3-147	Муфта	
10	КШЗ-35 П 3-147/147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	37,72
					3-147	Муфта	
11	ВБТ-К 133-Д Н 147	16	133	82	3-147	Ниппель	39,25
					3-152	Муфта	

Таблица 38 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1900-3470м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под эксплуатационную колонну (1900 – 3470м)</b>							
1	БИТ 220,7 В Т 416 У	0,3	220,7	-	3-117	Ниппель	0,040
2	ВЗД ДГР 172	5,3	172	-	3-117	Муфта	0,615
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы 38

3	Переводник Н133/М147	0,5	203	71	3-133	Ниппель	0,813
					3-147	Муфта	
4	Переводник Н147/М171	0,5	203	80	3-147	Ниппель	0,912
					3-171	Муфта	
5	УБТ УБТ 203x76 Д	24	203	76	3-171	Ниппель	6,168
					3-171	Муфта	
6	Переводник Н171/М147	0,5	203	71	3-171	Ниппель	6,268
					3-147	Муфта	
7	УБТ УБТ 178x80 Д	36	178	80	3-147	Ниппель	14,01
					3-147	Муфта	
8	Переводник Н147/М133	0,5	165	89	3-147	Ниппель	14,09
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ТБПК 127x10Е	3380	127	107	3-133	Ниппель	60,09
					3-133	Муфта	
10	Переводник Н133/М147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	70,17
					3-147	Муфта	
11	КШЗ-35 Н147xМ147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	80,22
					3-147	Муфта	
12	ВБТ-К 133-Д Н 147	16	133	82	3-147	Ниппель	80,33
					3-152	Муфта	

Таблица 39 – КНБК для бурения секции под хвостовик (3470-3740м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж · диамет р, мм	Внут. диамет р, мм	Резьба (низ)	Тип соединен ия (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединен ия (верх)	
<b>Бурение под хвостовик (3470 – 3740м)</b>							
1	Долото PDC 152,4 ВТ 616 Н.10	0,3	152,4	-	3-88	Ниппель	0.015
2	ВЗД ДГР 120 7/8	6	120	-	3-88	Муфта	0,515
					3-102	Муфта	
3	Переводник Н102/М108	0,4	132	76	3-102	Ниппель	0,556
					3-108	Муфта	
4	УБТ УБТ 108x9 Д	48	108	71	3-108	Ниппель	15,284
					3-108	Муфта	
5	Бурильная труба ТБПК 89x8 Д	3637	89	73	3-108	Ниппель	97,151
					3-108	Муфта	
6	Переводник Н108/М102	0,4	132	76	3-108	Ниппель	97,302
					3-102	Муфта	
7	КШЗ-35 Н102xМ102	0,4	130	65	3-102	Ниппель	98,451
					3-102	Муфта	

Продолжение таблицы 39

8	ВБТ-К 89-Д Н102	16	89	64	3-102	Ниппель	100,131
					3-102Л	Муфта	

Таблица 40 – Проектирование КНБК для отбора керна (3640–3690м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж · диамет р, мм	Внут. диамет р, мм	Резьба (низ)	Тип соединен ия (низ)	Сумманный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединен ия (верх)	
<b>Отбор керна (3640 – 3690м)</b>							
1	Бурильная головка У6-142,9/67 SC- 4 MC	0,3	142,9	-			0.030
					3-102	Муфта	
2	Кернотборный снаряд СК-136/80	12	136	80	3-102	Ниппель	0,221
					3-102	Муфта	
3	Переводник Н102/М108	0,4	132	76	3-102	Ниппель	0,307
					3-108	Муфта	
4	УБТ УБТ 108х9 Д	12	108	71	3-108	Ниппель	1,063
					3-108	Муфта	
5	Бурильная труба ТБПК 89х9 Е	3648	89	71	3-108	Ниппель	67,82
					3-108	Муфта	
6	Переводник Н108/М102	0,4	132	76	3-88	Ниппель	67,83
					3-101	Муфта	
7	КШЗ-35 Н102хМ102	0,4	130	65	3-102	Ниппель	67,93
					3-102	Муфта	
8	ВБТ-К 89-Д Н102	16	89	64	3-102	Ниппель	69,01
					3-102	Муфта	

## Приложение Г

(Обязательное)

Таблица 41 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0 – 3740 м

Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	680	680	393,7	-	1,25	83,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =8,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =54,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =4,4
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> =172,2
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =239,5
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев1</sub> =5,8
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>2</sub> =233,7
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев2</sub> =41,3
Техн.колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
680	1900	1220	295,3	304,9	1,15	139,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =13,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =69,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =10,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>3</sub> =283,4
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =377,2
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев2</sub> =41,3
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>3</sub> =335,9
Экспл.колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
1900	3470	1570	220,7	224,5	1,12	98
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =11,7
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =32,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =8,62
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>4</sub> =210,3

Продолжение таблицы 42

Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перевз} = 38,2$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_4=285$
Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
3470	3740	270	152,4	159,4	1,07	59,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 3,1$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{пот} = 10,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{спо} = 3,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 123,4$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{бр} = 140,3$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перевз} = 0$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_4 = 140,3$

Таблица 43 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
		Кондуктор		Техн.колонна		Экспл.колонна		Хвостовик		Итого	
	кг	уп	кг	уп	кг	уп	88,8	4	кг	уп	
Каустическая сода	25 (мешок)	116,7	5	119,9	5	98,8	5	88,8	4	339,6	16
Кальцинированная сода	25 (мешок)	116,7	5	119,9	5	98,8	5			340,4	16
Глинопорошок	1000 (мешок)	11170	12	14685	15					29322	31
Барит	1000 (мешок)	25691	26	33775	34					66723	68
Полиакриламид	25 (мешок)	111,7	5	293,7	12					405,4	17
SAPP	25 (мешок)	46,6	2	67	2					119,3	5
ПАЦ НВ	25 (мешок)	700,2	28	1468,5	59					2168,7	87
ПАЦ ВВ	25 (мешок)	116,7	5	466	18,6						24
Ингибитор DRILLING DETERGENT	210 (бочка)	223,4	2	293,7	2			213,2	9	517,1	13
Ксантановая смола	25 (мешок)					240	12	10656	11	213,2	23
KCL	1000 (мешок)					11564	14	2841,6	13	10656	27
Крахмал (DEXTRID LT)	25 (мешок)					3228,2	118	3552	18	2841,6	1136
Смазочная добавка BDF-612	208 (бочка)					4267	21	13320	14	3552	35
Карбонат кальция 5 мкр	1000 (мешок)					14642	16	13320	14	13320	30
Карбонат кальция 50 мкр	1000 (мешок)					14275	16	88,8	5	13320	21
Бактерицид MICROBIOSIDE	20(канистра)					98,8	5	88,8	1	88,8	6
Пенегаситель BDF-611	220 (бочка)					98,8	1	88,8	1	88,8	2

## Приложение Д

(Обязательное)

Таблица 44 – гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
<b>Под кондуктор</b>									
0	680	БУРЕНИЕ	0.564	0.082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	80,3	5,95
<b>Под техническую колонну</b>									
680	1900	БУРЕНИЕ	0,751	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	79,8	3,28
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
1180	2670	БУРЕНИЕ	0.852	0.712	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	2	9,5	81,2	3,20
<b>Под хвостовик</b>									
3470	3740	Бурение	0,920	0,721	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	7	66,5	4,10
<b>Отбор керна</b>									
3640	3690	Отбор керна	1,048	0.055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	72,8	4,15

Таблица 45 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
От (верх)	До (низ)										
0	680	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	0,9	170	222	1	125	34,5	69
680	1900	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	0,9	160	275	1	120	24,5	49
1900	3470	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	0,9	160	275	1	125	28	28
3470	3740	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	0,9	140	297	1	80	14	14
3640	3690	Отбор керна	УНБТ-1180	1	0,9	140	297	1	65	12	12

Таблица 46 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)		Насадках долота	Забойном двигателе				
0	680	БУРЕНИЕ	193,7	118,5	0	65,2	35,8	10
680	1900	БУРЕНИЕ	210	52,2	35,6	83	14,6	10
1900	3470	БУРЕНИЕ	233,6	43,6	66,6	84,6	28,7	10

Продолжение таблицы 46

3470	3740	БУРЕНИЕ	239,4	51,1	36,9	77,6	12,7	8,9
3640	3690	Отбор керна	124,9	49,7	0	60,4	13,7	1,1

## Приложение Ж

(Обязательное)

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно к способам и устройствам для цементирования хвостовика в открытом и обсаженном стволе скважины. Технический результат - повышение эффективности способа и надежности работы устройства за счет возможности спуска и цементирования хвостовика в скважине с вращением для более качественного замещения цементного раствора в затрубном пространстве и гарантированного отсоединения колонны труб от хвостовика независимо от его длины и в любом интервале скважины с любой сложностью и направлением ствола.

### Разъединительные хвостовики

- **Назначение** – Они предназначены для обеспечения безопасного спуска и цементирования хвостовиков или секций обсадных колонн и последующего отсоединения от них бурильных труб.
- **Принцип действия** – Действие *резьбовых* разъединителей заключается в отвинчивании бурильных труб от обсадных в скважине вращением бурильной колонны вправо. Действие *безрезьбовых* разъединителей для разъединения пары муфта – ниппель не связано с вращением бурильной колонны.

Левое резьбовое соединение разъединителя при полном свинчивании часто оказывается негерметичным и пропускает жидкость даже при не больших перепадах давления. В связи с этим для обеспечения герметичности соединения над резьбовой частью нипеля 4 устанавливают резиновую самоуплотняющуюся манжету 4.

### Кулачковый разъединитель

На практике также применяют резьбовые разъединители, дополнительно снабженные шлицевой парой, которые, находясь в зацеплении, позволяют

вращать хвостовик или секцию обсадной колонны, поскольку воспринимают полностью усилие вращающего момента и исключают передачу его на левое резьбовое соединение. Верхняя часть шлицевой пары жестко связана с ниппелем разъединителя, а нижняя подвижно связана в осевом направлении с муфтой разъединителя и зафиксирована в ней срезными калиброванными штифтами.

Кулачковый разъединитель состоит почти из таких же основных деталей, как и резьбовой. Муфта и ниппель разъединителя связаны с помощью двух или трех кулачков, находящихся на ниппельной части, которые вводятся в соответствующие L-образные пазы муфты и в рабочем положении фиксируются штифтами. Конструкция кулачкового разъединительного устройства исключает возможность отсоединения бурильных труб от обсадных при вращении в скважине.

Основные преимущества.

- Возможность вращать колонну бурильных труб в процессе крепления скважин.
- Возможность предварительно отсоединять бурильные трубы от обсадных перед цементированием, а так же использовать разделительные пробки при цементировании хвостовиков.

Недостатки.

- Сложность конструкции
- Необходимость разгрузки хвостовика для отсоединения от них бурильных труб.

**Замковый разъединитель**

- В замковых разъединителях основные части устройства – муфта и ниппель – соединяются между собой запирающимся изнутри замком, который имеет шарообразную или иную форму.
- Замковые разъединители в отличие от кулачковых позволяют проводить все операции при спуске хвостовика: расхаживание с любой нагрузкой,

вращение, промывку, а также цементировать обсадные трубы и отсоединять от них бурильные без разгрузки хвостовика или секций обсадных колонн.

**Принцип работы:** Он работает следующим образом. После окончания цементирования обсадной колонны в бурильные трубы сбрасывают металлический шар, который, погружаясь в буровой раствор, достигает седла втулки. Далее в трубах создают избыточное давление, усилием которого штифты срезаются, втулка перемещается в нижнее положение до упора и размыкает замковое соединение.

При последующей подаче бурильных труб вниз замки со скошенными концами падают внутрь разъединителя и отсоединяют бурильные трубы от обсадных. Затем бурильные трубы поднимают из скважины вместе с ниппельной частью разъединителя и находящимися внутри нее втулкой, шаром и замками.

Замковые разъединители позволяют спускать хвостовик или секцию обсадной колонны неограниченной массы в ствол скважины любой конфигурации с наличием осложнений, отсоединять бурильные трубы от обсадных без их разгрузки и расхаживать колонну труб, прикладывая усилия, ограниченные только прочностью труб.

**Недостатки:** Основной недостаток замковых разъединителей заключается в том, что при их использовании нельзя отсоединять бурильные трубы от обсадных и затем цементировать хвостовик с применением цементировочных пробок и получения сигнала СТОП.

### **Подвесные устройства**

Подвесные устройства. Существуют три принципиально различающихся способа глубинной подвески хвостовиков и секций обсадных колонн при креплении скважин: на цементном камне, на клиньях и опорной поверхности.

Хвостовики и секции обсадных колонн подвешивают на цементном камне как в обсаженном, так и в необсаженном стволе скважины непосредственно в процессе их цементирования.

Принцип этого способа подвески заключается в подъеме тампонажного раствора на всю длину обсадной колонны, удерживаемой на весу бурильными трубами, в удалении тампонажного раствора, поднятого над хвостовиком, и в отсоединении бурильных труб от обсадных только после образования за обсадными трубами цементного камня. Обсадные трубы остаются зацементированными в растянутом состоянии.

### **Клиновые подвесные устройства**

Клиновое подвесное устройство устанавливают под разъединителем. Оно служит для цементирования обсадных колонн в растянутом состоянии после отсоединения бурильных труб от обсадных. Подвеску на клиньях можно осуществлять при наличии поглощений любой интенсивности. Клиновые подвесные устройства невозможно применять в следующих случаях: при малых кольцевых межколонных зазорах (менее 30 мм); при спуске обсадной колонны в скважину, сопряженном с проработкой осложненного ствола и расхаживанием хвостовика или секции; при значительном износе внутренней поверхности предыдущей обсадной колонны, в которой планируется подвеска; при весе спускаемого хвостовика или секций обсадной колонны, превышающем 10 кН.

По принципу действия клиновые подвесные устройства подразделяют на механические и гидравлические.

Механические нельзя применять в следующих случаях:

При малых кольцевых межколонных зазорах (менее 30мм)

При спуске обсадной колонны в скважину, сопряженном с проработкой осложненного ствола и расхаживанием хвостовика и секции.

При значительном износе внутренних поверхностей предыдущей обсадной колонны, в которой планируется подвеска.

При весе спускаемого хвостовика или секции обсадной колонны,

превышающим 10кН. = 1020кг.

Гидравлические:

Принцип работы клинового подвесного устройства гидравлического действия заключается в использовании механизма передачи усилий внутреннего избыточного давления через гидравлический канал связи на поршень, взаимодействующий с клиновидными плашками подвески. При этом поршень распирает их между конусообразной муфтой и стенками обсадной колонны. Одновременно колонну труб подают вниз и подвешивают хвостовик на клиньях.

Подвесные устройства на упоре обеспечивают подвеску хвостовиков первых секций или сплошных обсадных колонн на различных участках обсаженного ствола скважин, где образована опорная поверхность.

Упорами, на которых устанавливают спускаемые обсадные колонны, могут служить внутренние проточки в толстостенных патрубках, устанавливаемых на нижнем участке предыдущей колонны перед ее спуском в скважину; верхняя часть ранее спущенного хвостовика; зона перехода от большего диаметра к меньшему при двухразмерной промежуточной колонне.

Главный недостаток является высокая вероятность преждевременного срабатывания.

### **Требования к соединительным устройствам**

Ко всем соединительным устройствам предъявляют следующие основные требования:

- обеспечение соосности соединяемых секций
- проходимости через них долот, а также различных инструментов и приборов
- создание надежного герметичного соединения секций обсадных колонн.
- Выбор способов подвески хвостовиков в конкретных геолого-технических условиях осуществляется, исходя из следующих основных факторов: глубина установки хвостовика; параметры кривизны

скважины; типоразмер и вес бурильных труб; скважинные условия, воздействию которых может подвергаться подвеска хвостовика

### **Элементы системы подвески хвостовика**

Типовая система подвески хвостовика включает в себя следующие элементы:

- Приемная Воронка верха хвостовика ( также называемая надставная муфта или надставное удлинение
- Верхний пакер хвостовика или установочная муфта хвостовика
- Подвеска хвостовика
- Система продавки цемента, состоящая из цементирующего уплотнения, очистительной пробки хвостовика, продавочной пробки и посадочной муфты
- Муфта с обратным клапаном
- Башмак с обратным клапаном

Большинство подвесок хвостовика можно распределить по группам, в соответствии с механизмом их установки, который бывает гидравлическим, либо механическим.

Далее подвески могут быть классифицированы по другим конструктивным особенностям или параметрам, таким как: возможность вращаться после того, как подвеска была установлена.



Рисунок 5 – Подвеска хвостовика

Цементируемые подвески хвостовиков, с вращением при цементации

Подвеска предназначена для подвешивания и герметизации хвостовика с применением цементирующего раствора, конструкция обеспечивает возможность вращения во время спуско-подъемных операций и в процессе заливки тампонажных растворов.

Подвижные узлы подвески надёжно защищены от попадания абразивных частиц во время цементирования. Подвеска представляет собой модульную конструкцию, узлы которой срабатывают независимо друг от друга, предусмотрены дублирующие механизмы и защита от преждевременного срабатывания.

После спуска хвостовика на заданную глубину выполняется цементирование хвостовика, с продавливанием тампонажного раствора в межтрубное пространство обсадной колонны, с последующей активацией пакера и разъединяющего узла.

### **Гидравлическая подвеска хвостовика (пакер-подвеска)**

Гидравлическая подвеска хвостовика предназначена для крепления и герметизации хвостовика в обсадных колоннах наклоннонаправленных и горизонтальных скважин.

Подвеска хвостовика состоит из герметизирующего узла, якоря и посадочного гидравлического устройства.

## Усовершенствованные устройства для спуска подвески и цементирования колонны хвостовика в скважине

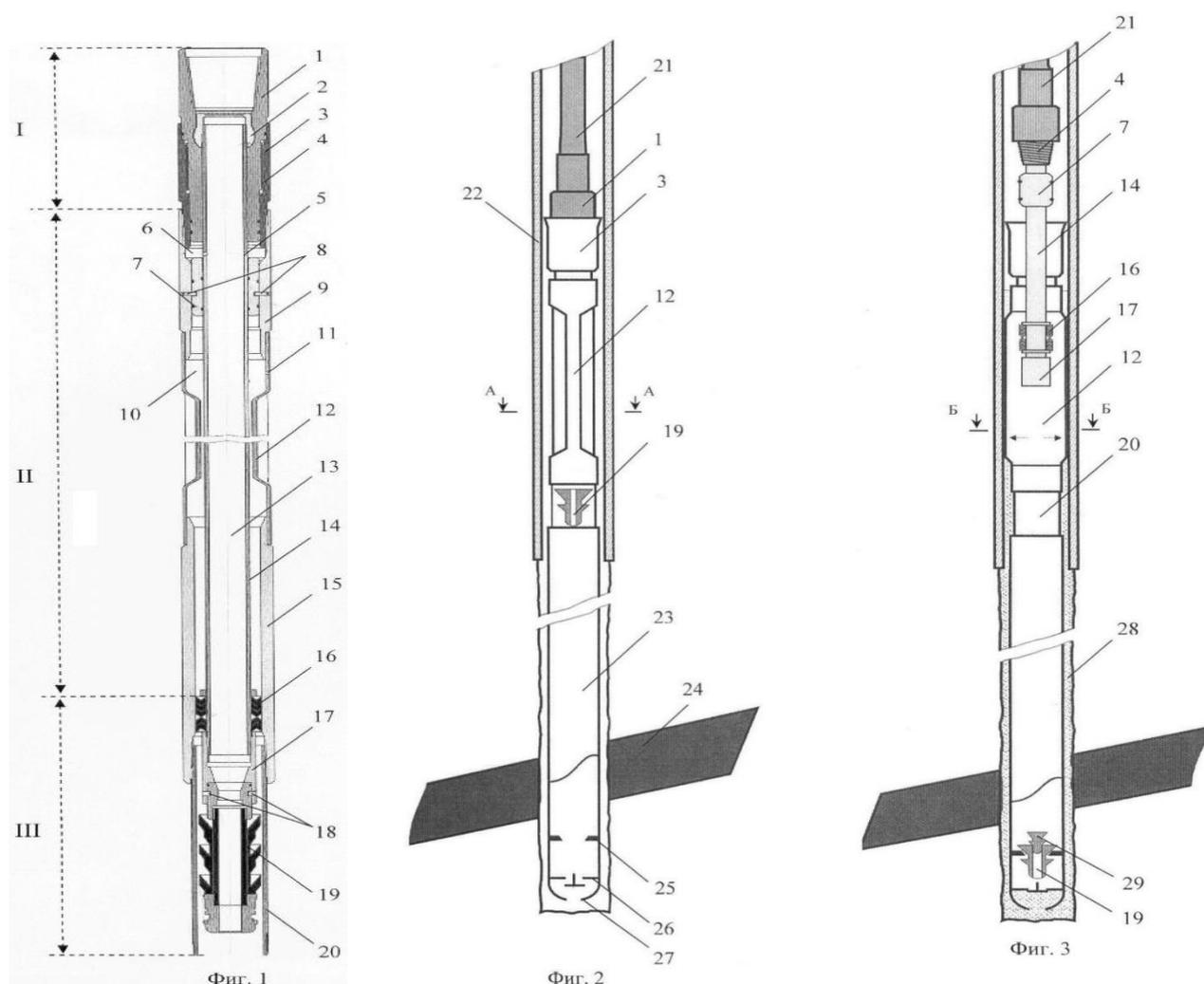


Рис 6 - Усовершенствованные устройства для спуска подвески и  
цементирования колонны хвостовика в скважине

Фиг.1 1 – разъединительный переводник; 2 – подвесная муфта полового штока с полусферической поверхностью; 3 – направляющая воронка; 4 – левая соединительная резьба; 5 – отверстие гидрокамеры; 6 – полость гидрокамеры; 7 – плунжер; 8 – срезные элементы; 9 – верхний концевой переводник; 10 – полость устройства; 11 – технологическое отверстие; 12 – профильная труба; 13 – внутритрубное пространство; 14 – полый шток; 15 – нижний концевой переводник; 16 – уплотнительные манжеты; 17 – нижняя муфта полового штока;

18 – срезные винты; 19 – подвесная цементирующая пробка; 20 – патрубок хвостовика.

Фиг.2 цементирующая пробка – 19, закрепленной срезными винтами – 18 на нижней муфте полого штока – 17. Узел установлен внутри патрубка хвостовика – 20, соединенного с верхней стороны – с нижним концевым переводником – 15, а снизу соединяется с хвостовиком – 23

Фиг.3 21 – бурильные трубы; 22 – эксплуатационная колонна; 23 – колонна – хвостовик; 24 – продуктивный пласт; 25 – «стоп»-кольцо; 26 – обратный клапан; 27 – башмак хвостовика; 28 – цементный раствор; 29 – малая цементирующая пробка.

## ПРИЛОЖЕНИЕ К

Таблица 47 – Нормативная карта вертикальной разведочной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под кондуктор	Ш 393,7 М-ЦВ	680	0,13	0-680	60	0,027	1,62	0,67	2,29
Бурение техническую колонну	PDC 295,3 FD 516 SM	1220	1,08	680-1900	890	0,027	24,03	13,59	37,62
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 220,9 В716 У	1570	1,57	1900-3470	2150	0,037	79,55	48,42	127,97
Бурение хвостовик		270	0,96	3470-3740	720	0,057	41,04	26,92	67,96
<b>Всего</b>				3,74	3720		146,24	89,60	235,84
Крепление:									
– направления									3,56
– кондуктора									16,0
– эксплуатационная									32,4
– хвостовик									35,3

Продолжение таблицы 47

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов									
– направления			3						0,3
– кондуктора			23						0,23
– эксплуатационная			78						0,78
– хвостовик			34						0,34
ОЗЦ:									4,0
– направления									12,0
– кондуктора									24,0
– эксплуатационная									24,0
– хвостовик									
Разбуривание				50-60					1,06
цементной пробки (10				940-950					2,12
м)				2990-3000					3,42
– направления				3710-3720					5,42
– кондуктора									
– эксплуатационная									0,05
– хвостовик									0,11
Промывка скважины (1									0,50
цикл)									0,52
– направления									
– кондуктора									
– эксплуатационная									
– хвостовик									
Спуск и подъем при									
ГИС									5,89

Продолжение таблицы 47

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									411,49
Ремонтные работы (3,3 %)									13,58
Общее время на скважину									450,07

## ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Таблица 48 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,08	11,0552	1,38	190,7022	5,46	754,5174	1,18	163,0642
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,08	1,592	1,38	27,462	5,46	108,654	1,18	23,482
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,08	2,2136	1,38	38,1846	5,46	151,0782	1,18	32,6506
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,08	0,6032	1,38	10,4052	5,46	41,1684	1,18	8,8972
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,08	20,2288	1,38	348,9468	5,46	1380,616	1,18	298,3748

Продолжение таблицы 48

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,08	2,2808	1,38	39,3438	5,46	155,6646	1,18	33,6418
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,08	0,556	1,38	9,591	5,46	37,947	1,18	8,201
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.	1317	1,2	1580,4	0,08	105,36	1,38	1817,46	5,46	7190,82	1,18	1554,06
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,38	1177,54	5,46	4658,963	1,18	1,006,882
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,08	1,2896	-	-	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,38	340,3356	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель),	370,35	-	-	-	-	-	-	5,46	2022,111	-	-

Продолжение таблицы 48

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,08	1,8576	1,38	32,0436	5,46	126,7812	1,18	27,3996
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,08	11,1112	1,38	191,6682	5,46	758,3394	1,18	163,8902
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,08	8,0672	1,38	139,1592	5,46	550,5864	1,18	118,9912
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,08	0,712	1,38	12,282	5,46	48,594	1,18	10,502
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,08	2,7136	1,38	46,8096	5,46	185,2032	1,18	40,0256
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,08	8,032	1,38	138,552	5,46	548,184	1,18	118,472
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,08	13,5432	1,38	233,6202	5,46	924,3234	1,18	199,7622

Продолжение таблицы 48

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,08	1,1936	1,38	20,5896	8,48	81,4632	1,18	17,6056
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-	-	-
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076	0,54	175,3596
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	0,06	1,0998	0,06	1,0998
SAPP, т	916	-	-	-	-	0,42	384,72	0,42	384,72	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64	0,53	173,84
Барит, т	320	-	-	0,62	198,4	0,82	262,4	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444	1,25	40,575

Продолжение таблицы 48

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359	0,62	15,8286
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2	-	-	44,21	1214,007
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	-	-	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		8266,35	2278,1	10660,45	21242,06						
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>											
Ш 393,7 М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-	-	-
PDC 295,3 FD 516 SM	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-	-	-
PDC 220,7 B716 У	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512	-	-
PDC 152,4 ВТ 616 Н.10	964,9	-	-	-	-	-	-	0,68	792,132	0,47	453,503
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04	107	166,92

## Окончание таблицы 48

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657	19,2	94,272
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	5,28	1	5,28	1	5,28	1	5,28	-	-	1	5,28
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0	169,944	747,883	5979,951							
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35	2448,044	11408,33	27222,01							
Всего по сметному расчету, руб	49344,73										

Таблица 49 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,20	27,638	0,80	110,552	1,39	192,0841	1,19	164,4461
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,20	3,98	0,80	15,92	1,39	27,661	1,19	23,681
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,20	5,534	0,80	22,136	1,39	38,4613	1,19	32,9273
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,20	1,508	0,80	6,032	1,39	10,4806	1,19	8,9726
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,20	50,572	0,80	202,288	1,39	351,4754	1,19	336,6034
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	0,20	5,702	0,80	22,808	1,39	39,6289	1,19	33,9269
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,20	1,39	0,80	5,56	1,39	9,6605	1,19	8,2705

Продолжение таблицы 49

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,20	263,4	0,80	1053,6	1,39	1830,63	1,19	1567,23
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,20	273,6	0,80	1094,4	1,39	1901,52	1,19	1627,92
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,20	83,88	0,80	335,52	1,39	582,966	1,19	498,61
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,20	27,778	0,80	111,112	1,39	193,0571	1,19	165,2791
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,20	20,168	0,80	80,672	1,39	140,1676	1,19	119,9996
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,20	1,78	0,80	7,12	1,39	12,371	1,19	10,591
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,20	20,08	0,80	80,32	1,39	139,556	1,19	119,476
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,20	33,858	0,80	135,432	1,39	235,3131	1,19	201,4551
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,20	3,68	0,80	14,72	1,39	25,576	1,19	21,896
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,20	6,784	0,80	27,136	1,39	47,1488	1,19	40,3648

Продолжение таблицы 49

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93	1,06	8,7026
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245 шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БК-178, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5	-	-
Башмак колонный БК-127, шт	25,5	-	-	-	-	1	25,5	1	25,5
Центратор ЦЦ-324/393 шт	35,4	3	106,2			-	-	-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	23	584,2	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-178/216, шт	18,7	-	-	-	-	78	1458,6	-	-
Центратор ЦЦ-127/165, шт	13,7	-	-	-	-	-	-	34	465,8
ЦКОД-324, шт	232,4	1	232,4	-	-	-	-	-	-
ЦКОД-295, шт	178,2	-	-	1	178,2	-	-	-	-
ЦКОД-178, шт	113,1	-	-			1	113,1		
ЦКОД-127, шт	105	-	-	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПП-324, шт	82,15	1	82,15	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ППЦ-178, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-

Продолжение таблицы 49

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Продавочная пробка ПЩ-127, шт	22,12	-	-	-	-	-	-	1	22,12
Пакер ПХРЦ-127, шт	590,9	-	-	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементировочная ГЦУ-324	4420	1	4420	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-178	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		5096,889	7164,028	9588,807					
Обсадные трубы 323,9x9,5, м	37,21	5	1116,3	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 215,9x7,9, м	28,53	-	-	90	20028,06	-	-	-	-
Обсадные трубы 177,8x12, м	19,96	-	-	-	-	250	37205,44	-	-
Обсадные трубы 127x8, м	13,96	-	-	-	-	-	-	82	13,96
Портландцемент тампонажный ПЩТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЩТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЩТ-Шоб(2)-100, т	32	-	-	-	-	-	-	2,18	69,76

Продолжение таблицы 49

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Заливка колонны, тампонажный цех,	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	3	437,97
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348	25,87	155,4787
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232	1,19	43,316
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4	6,5	239,2
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2	3,5	128,8
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	16	247,84
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984	20,01	375,3876
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985	22742,0521	70653,3456						
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	117074,1								

Окончание таблицы 49

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Всего по сметному расчету, руб	117812,1								

Таблица 50 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
<b>Глава 1</b>	
<b>Подготовительные работы к строительству скважины</b>	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
<b>Итого по главе 1</b>	<b>62424</b>
<b>Глава 2</b>	
<b>Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины</b>	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
<b>Итого по главе 2</b>	<b>153101</b>
<b>Глава 3</b>	
<b>Бурение и крепление скважины</b>	
Бурение скважины	49344
Крепление скважины	117812
<b>Итого по главе 3</b>	<b>167156</b>
<b>Глава 4</b>	
<b>Испытание скважины на продуктивность</b>	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
<b>Итого по главе 4</b>	<b>12844</b>
<b>Глава 5</b>	
<b>Промыслово-геофизические исследования</b>	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18360
<b>Итого по главе 5</b>	<b>18360</b>

Продолжение таблицы 50

1	2
<b>Глава 6</b>	
<b>Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период</b>	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
<b>Итого по главе 6</b>	<b>12764</b>
<b>Итого по главам 1-6</b>	<b>426649</b>
<b>Глава 7</b>	
<b>Накладные расходы</b>	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66959
<b>Итого по главе 7</b>	<b>66959</b>
<b>Глава 8</b>	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39488
<b>Итого по главе 8</b>	<b>39488</b>
<b>Глава 9</b>	
<b>Прочие работы и затраты</b>	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24522
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	15459
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	9592
Топографо-геодезические работы	270
Скважины на воду	123
	4771
<b>Итого по главе 9</b>	<b>54737</b>
<b>Итого по главам 1-9</b>	<b>587833</b>
<b>Глава 10</b>	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1175
<b>Итого по главе 10</b>	<b>1175</b>
<b>Глава 11</b>	
<b>Проектные и исследовательские работы</b>	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
<b>Итого по главе 11</b>	<b>4620</b>
<b>Итого по главам 1-11</b>	<b>593628</b>

Продолжение таблицы 50

1	2
<b>Глава 12</b>	
<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты</b>	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29681
<b>Итого по главе 12</b>	<b>29681</b>
<b>Итого по сводному сметному расчету</b>	<b>623309</b>
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	<b>127279698</b>
НДС 20%	<b>22910345</b>
<b>Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента</b>	<b>150190044</b>