



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

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2500 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2500)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Щепанцов Александр Сергеевич		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.т.н.		03.06.2020

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		01.06.2020

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

Томск – 2020 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной 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 <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

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

В форме:

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

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

Студенту:

Группа 3-2Б5Б	ФИО Щепанцов Александр Сергеевич
------------------	-------------------------------------

Тема работы:

<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2500 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской области).
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b></li> <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 скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);</li> <li>• <b>Проектирование процессов заканчивания скважин</b>            (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</li> <li>• <b>Выбор буровой установки.</b></li> <li>• <b>Применение циркуляционных переводников</b></li> </ul>
<b>Перечень графического материала</b> <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
<b>1. Горно-геологические условия бурения скважины</b>	
<b>2. Технологическая часть проекта</b>	
<b>3. Отечественные производители крахмалов для бурения</b>	
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	
<b>5. Социальная ответственность</b>	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	29.02.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.т.н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5Б	Щепанцов Александр Сергеевич		29.02.2020

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 03.06.2020

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
	2. Технологическая часть проекта	40
	3. Отечественные производители крахмалов для бурения	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.т.н.		29.02.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		29.02.2020

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5Б	Щепанцов Александр Сергеевич

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	1. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	29.02.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5Б	Щепанцов Александр Сергеевич		29.02.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Щепанцов Александр Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

<b>технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2500 метров на нефтяном месторождении (томская область)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Разведочная вертикальная скважина на нефтегазовом месторождении (Томская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Нормы: ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны» СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительном-монтажных - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов. Возгорания

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Щепанцов Александр Сергеевич		29.02.2020



## Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 86 страницы (без учета приложений), 6 рисунков, 40 таблиц, 43 литературных источника, 4 приложения на 17 страницах, 14 таблиц, 1 рисунок.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2500 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2500 м на месторождении Томской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть российских производителей крахмала для бурения.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная 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 Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

## **Определения, обозначения, сокращения**

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

**ГТН** – геолого-технический наряд;

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**ДНС** – динамическое напряжение сдвига;

**СПО** – спуско-подъемные операции;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**УБТ** – утяжеленная бурильная труба;

**ТБТ** – толстостенная бурильная труба;

**ЦКОД** – цементируемый клапан обратный дроссельный;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;

**ПЦН** – пробка цементирующая нижняя;

**СКЦ** – станция контроля цементирования;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ПВО** – противовыбросовое оборудование;

**БУ** – буровая установка;

**ЦА** – цементируемый агрегат

## Оглавление

Введение.....	14
1 Общая и геологическая часть.....	16
1.1 Геологические условия.....	16
2 Технологическая часть проекта.....	18
2.1 Проектирование конструкции скважины.....	18
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	18
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	18
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	18
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	20
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	20
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	21
2.3 Проектирование процессов углубления скважины.....	22
2.3.1 Выбор способа бурения.....	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	22
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	23
2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	24
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	26
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	27
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	29
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	35
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	38
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	38
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	38
Расчет внутренних избыточных давлений.....	40
Конструирование обсадной колонны подлине.....	41
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	42
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	42
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	44

2.5 Выбор буровой установки .....	48
3 Отечественные производители крахмалов для бурения .....	49
4 Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение .....	58
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	58
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	58
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции .....	60
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей .....	61
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	61
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки .....	61
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы .....	63
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами .....	64
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .....	64
4.2 Линейный календарный график выполнения работ.....	64
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....	65
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	65
4.3.2 Расчет технико-экономических показателей .....	66
5 Социальная ответственность .....	69
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	69
5.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	70
5.3 Производственная безопасность.....	71
5.4 Анализ вредных производственных факторов.....	72
5.4.1 Отклонение показателей микроклимата.....	72
5.4.2 Превышение уровня шума .....	72
5.4. Отсутствие или недостаток естественного света.....	73
5.4.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	73
5.4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека .....	74

5.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя(работающего).....	75
5.5.1 Электробезопасность:.....	75
5.5.2 Пожаровзрывобезопасность.....	76
5.4 Охрана окружающей среды .....	77
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	79
Заключение .....	81
Список использованных источников .....	83
Приложение А .....	87
Приложение Б.....	90
Приложение В.....	96
Приложение Г .....	103

## **Введение**

Важное значение нефтяной и газовой промышленности мирового общества и, в частности, для нашей страны. Основным в развитии этих отраслей является бурение скважин различного назначения, успешное решение этой задачи значительно облегчает дальнейшие работы по освоению данных площадей для недропользователя. Перед строительством последующих скважин стоит задача снижения всех возможных материальных затрат на проектирование и бурение, а так же добычу и возможные потери сырья.

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен глинами, песчаниками и алевролитами. Породы в данном разрезе преимущественно сложены мягкими и средне твердыми породами. В скважине присутствует нефтяной продуктивный пласт, который сложен терригенным коллектором. Продуктивный пласт характеризуется нормальным пластовым давлением.

Стоит обратить внимание на то, что в данном разрезе основная часть пород сложена не устойчивыми, склонными к набуханию глинами и минимальный коэффициент кавернозности на протяжении всей проектируемой скважины 1,25, необходимо уделить особое внимание за качеством и контролем параметров бурового раствора и применению необходимого количества ингибиторов бурового раствора, для сдерживания процессов набухания активных глин.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2500 м на месторождении Томской области.

В работе будет рассмотрена и частная задача: проанализировать российских производителей крахмалов для бурения скважин.

На основании выше перечисленного, поставлена задача спроектировать и решить все основные технологические операции, а так же оптимальные

экономические показатели, и уделить особое внимание безопасности труда и охраны окружающей среды.

## **1 Общая и геологическая часть**

### **1.1 Геологические условия**

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

Интервал 0–2500 сложен преимущественно глинами и песчаниками с переслаивающимися алевролитами, аргиллитами. В разрезе представлены мягкие, средние и твердые породы, что определяет выбор породоразрушающего инструмента с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения. Интервалов, несовместимых по условиям бурения – нет.

### **1.2 Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади)**

Характеристика нефтегазоносности и водоносности месторождения представлены в таблице 2

### **1.3 Зоны возможных осложнений**

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблицы А.4., приложение А.

На основании выше изложенного был спроектирован ГТН который представлен в приложении Г.



Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений, МПа на м						Температура в конце интервала, °С	Источник получения
	от	до	пластового		гидроразрыва		горного			
			от	до	от	до	от	до		
Q- P <sub>1</sub>	0	556	0,0098	РФЗ	0,0200	расчет	0,022	расчет	26	РФЗ
K <sub>2</sub>	556	1020	0,0098	–	0,0200	–	0,022	–	40	–
K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	1020	1750	0,0098	–	0,0170	–	0,022	–	68	–
K <sub>1</sub>	1750	2500	0,0100	–	0,0165	–	0,023	–	85	–

Таблица 2 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважине

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Давление насыщения, МПа
от	до				
Водоносность					
0	556	поровый	1009	100-150	–
892	1727	поровый	1010	500-800	–
1727	2500	поровый	1010	До 50	–
Нефтеносность					
2455	2475	терригенный	0,715	250	10,1
Газоносность					
Газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют					

## **2 Технологическая часть проекта**

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников[1-3].

### **2.1 Проектирование конструкции скважины**

#### **2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

#### **2.1.2 Построение совмещенного графика давлений**

На рисунке 1. построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

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

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (Приложение А, таблица А.1 «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 30 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 40 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 3), было принято решение спускать кондуктор на 1370 м.

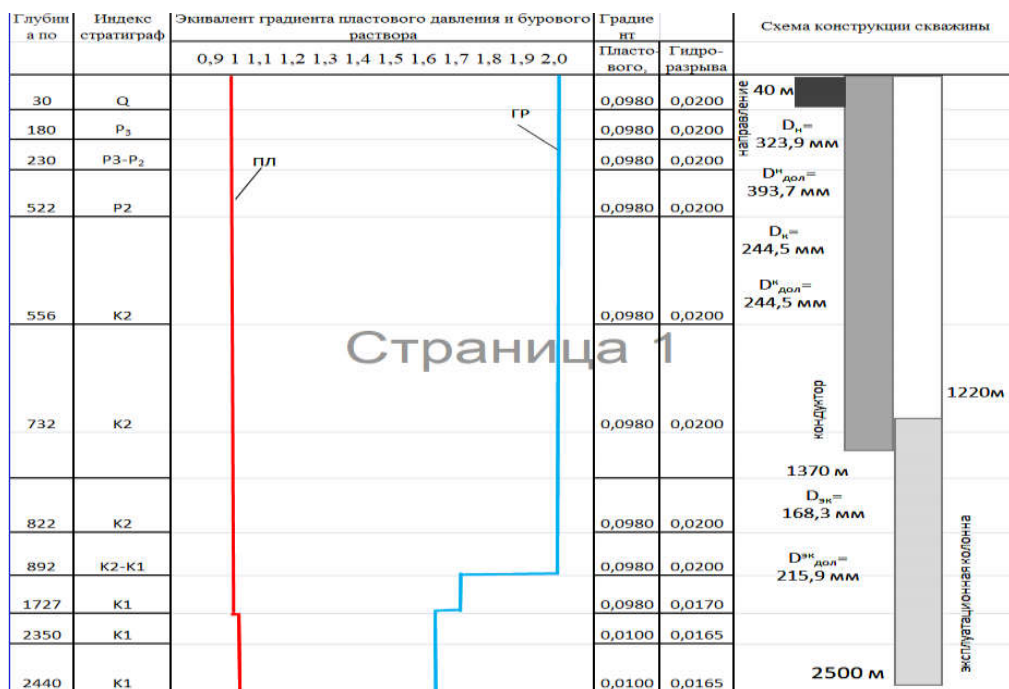


Рис 1. График совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

Таблица – 3 Расчет глубины спуска кондуктора.

Имя пласта	Ю11*
Глубина кровли продуктивного пласта, м ( $L_{кр}$ )	2455
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{пл}$ )	0,010
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{грп}$ )	0,02
Относительная плотность газа по воздуху, ( $\gamma=$ )	0,715
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ( $P_{пл}$ )	24,55
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ( $L_{кондmin}$ )	1320
Требуемый запас	1,08
Принимаемая глубина	1370

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 25 м по ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2500 м.

## 2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 40 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1370 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 2500-1280 м.

## 2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

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

Исходя из размера обсадной трубы равной 168,3 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 187,7 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 168,3 мм равняется 20 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле 1:

$$D_{\text{экдрасч}} \geq D_{\text{экм}} + \Delta,$$

где  $D_{\text{экм}}$  – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, мм;

$\Delta$  – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, 20 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{экдрасч}} \geq 207,7 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле 2:

$$D_{\text{квн}} = D_{\text{экд}} + (10 \div 14),$$

где  $D_{\text{экд}}$  – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, мм;

$(10 \div 14)$  – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

$$D_{\text{квн}} = 227,9 \text{ мм.}$$

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

Далее по аналогичным формулам рассчитываются диаметры под остальные колонны.

### 2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n * g * H_{кр},$$

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

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

$g$  – ускорение свободного падения;

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

$$P_{му \text{ н пл}} = 7,33 \text{ МПа.}$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k * P_{му},$$

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

$$P_{ГНВП} = 7,33 * 1,1 = 8,06 \text{ МПа.}$$

Давления опрессовки определяется по формуле:

$$P_{оп} = k * P_{ГНВП},$$

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

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

$$P_{оп \text{ 1 пл.}} = 8,06 * 1,1 = 8,87 \text{ МПа,}$$

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

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

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКО1-21-168x245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80x21.

## **2.3 Проектирование процессов углубления скважины**

### **2.3.1 Выбор способа бурения**

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну выбирается смешанный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор керна будем производить роторным способом. Способы бурения по интервалам представлены ниже в таблице 4.

Таблица 4 - Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	40	Роторный
40	1370	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1370	2500	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
2455	2475	Роторный (Отбор керна)

### **2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента**

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости, для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечное долото для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при

минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения и типы долот по интервалам

Интервал, м		0–40	40–1370	1370–2500
Шифр долота		393,7 М-ЦВ	TD 295,3 SVD 519-T1.2	TD 215,9 SVD 616 T1.2
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	МС, С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> reg	6 <sup>5</sup> / <sub>8</sub> reg	4 <sup>1</sup> / <sub>2</sub> reg
Длина, м		Длина, м	0,4	0,3
Масса, кг		Масса, кг	60,0	40,0
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	1-13	1-14	1-12
	Предельная	–	–	–
Частота вращения об/мин (n),	Рекомендуемая	230-60	300-40	300-60
	Предельная	230	300	300

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.

Таблица – 6 Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0–40	40–1370	1370–2500
Исходные данные			
Диаметр долота, см (D <sub>д</sub> )	39	30	22
Предельная нагрузка, тс (G <sub>пред</sub> )	127	137	118
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс (G <sub>доп</sub> )	102	110	94
Проектируемая нагрузка, тс (G <sub>проект</sub> )	39	78	98

Все запроектированные нагрузки для бурения скважины превышают предел прочности горной породы, что позволяет достичь необходимой скорости бурения. Чрезмерное увеличение осевой нагрузки может привести к

достижению предела прочности самого породоразрушающего инструмента и его выходу из строя.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал, м		0–40	40–1370	1370–2500
Исходные данные				
Скорость, м/с ( $V_d$ )		1,0	2,0	2,0
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
Расчетная частота вращения, об/мин ( $n_1$ )		48	129	176
Проектируемая частота вращения, об/мин ( $n_{\text{проект}}$ )		40 – 60	120 – 160	160 – 180

В интервале бурения под направление (0-40 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

### 2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 8.



Таблица 8 – Результаты проектирования расхода бурового раствора

Интервал, м		0 – 40	40 – 1370	1370 – 2500
Исходные данные				
Диаметр долота, м ( $D_d$ )		0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м <sup>2</sup> забоя (К)		0,65	0,5	0,4
Коэффициент кавернозности ( $K_k$ )		1,3	1,25	1,25
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ( $V_{кр}$ )		0,15	0,13	0,13
Механическая скорость бурения, м/ч ( $V_m$ )		0,011	0,008	0,005
Диаметр бурильных труб, м ( $d_{бт}$ )		0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м ( $d_{max}$ )		0,1619	0,1619	0,1619
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ( $d_{нmax}$ )		0,00191	0,00159	0,00159
Число насадок (n)		3	7	5
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кпmin}$ )		0,5	0,5	0,5
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кпmax}$ )		1,3	1,3	1,5
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_{см} - \rho_p$ )		0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_p$ )		1,15	1,17	1,07
Плотность разбуриваемой породы, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_{п}$ )		2,0	2,3	2,5
Результаты проектирования				
Расход, л/с	$Q_1$ , л/с	78	44	23
	$Q_2$ , л/с	56	42	25
	$Q_3$ , л/с	123	83	44
	$Q_4$ , л/с	60	48	21
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с		56-123	42-83	21-44
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с		66	56	29

где  $Q_1$  – расход промывочной жидкости, для эффективной очистки забоя, л/с;

$Q_2$  – расход раствора, при котором осуществляется подъем шлама из скважины, л/с;

$Q_3$  – минимальный расход бурового раствора, л/с;

$Q_4$  – минимальный расход бурового раствора исходя из условий создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 66 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки. Для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама, производится промывка на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 56 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 29 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 9.

Таблица – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0–40	40–1370	1370–2500
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Нагрузка, кН (G <sub>ос</sub> )		39,22	78,45	98,06
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм (D <sub>зд</sub> )		–	236	172
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M <sub>р</sub> )		–	3044	2794
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M <sub>о</sub> )		–	147,65	107,95
Удельный момент долота, Н*м/кН (M <sub>уд</sub> )		–	36,93	27,4

Для интервала бурения 40–1370 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается ДГР-240М.3/4.60, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-

178М.7/8.50, который позволяет бурить прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте.

Технические характеристики запроктированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроктированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.3/4.60	160-1470	240	9,47	2047	35-64	138-240	12,0-17,0	131-324
ДГР-178М.7/8.50	1470-2440	178	7,97	1115	25-35	107-150	9,0-12,5	160

Запроктированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 66,46 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроктированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 55,21 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроктированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 29,25 л/с.

### 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «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

кондуктор, 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 и отбора керна приведены в приложении Б.1-Б.4.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
КНБК №1	0-40	Долото	393,7	-	-	-	0,53	-	0,145	0,145	-	-	-
	УБТ	203,0	100,0	-	Д	ЗН-197	8	0,1925	1,540	1,685	-	-	-
	Калибратор	390,0	80,0	-	-	-	0,6	-	-	1,685	-	-	-
	УБТ	203,0	100,0	-	Д	ЗН-197	8	0,1925	1,540	3,225	-	-	-
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	НС-50	20,3	0,0266	0,540	3,765	2,93	>10	>10
Кондуктор													
40-1370 Бурение	Долото	295,3	-	-	-	-	0,4	-	0,000	0,000	-	-	-
	Двигатель	240,0	-	-	-	-	9,65	-	2,002	2,002	-	-	-
	УБТ	203,0	100,0	-	Д	-	16	-	-	2,002	-	-	-
	Калибратор	295,0	90,0	-	-	-	0,9	-	-	2,002	-	-	-
	УБТ	203,0	100,0	-	Д	-	8	-	-	2,002	-	-	-
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗЛ-152	1332	-	-	2,002	-	>10	3,27
Эксплуатационная													
2445-2485	Долото	215,9	-	-	-	-	0,19	-	-	-	-	-	-
	УБТ	178,0	80,0	-	Д	ЗЛК-178	36	-	-	-	-	-	-

### Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	БГ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗЛ-152	2418	–	–	–	2,97	>10	2,22
1370-2500	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,048	0,048	–	–	–
Бурение	Двигатель	178,0	–	–	–	–	8,45	–	1,150	1,198	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	Д	ЗЛ-172	24	–	–	1,198	–	–	–
	Калибратор	215,0	70,0	–	–	–	0,75	–	–	1,198	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	Д	ЗЛ-172	24	–	–	1,198	–	–	–
	Яс гидрав.	171,0	70,0	–	–	–	5,7	–	–	1,198	–	–	–
	БГ	127,0	108,6	9,2	Е	NC-50	2435	–	–	1,198	–	>10	2,05

### 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k * P_{пл}}{g * L}, \left[ \frac{кг}{м^3} \right],$$

Где  $\rho_{бр}$  – плотность бурового раствора [кг/м<sup>3</sup>];

L – глубина скважины по стволу [м];

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

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при  $H < 1200$  м,  $k \geq 1,10$ ; при  $H > 1200$  м,  $k \geq 1,05$ );

$P_{пл}$  – пластовое давление на забое обсадной колонны [Па].

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины в верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать согласно таблице 12.

Таблица 12 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	Под направление	Под кондуктор	Под техническую колонну	Под ЭК	Под хвостовик
Минимальная репрессия, %	10	5 или 10	5 или 10	5	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	9-12	5,5-8	5,5-7

Запроектированная величина удельного веса по интервалам бурения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	под направление	под кондуктор	под эксплуатационную колонну
Удельный вес, кг/м <sup>3</sup>	1152	1168	1075

#### **Интервал под направление:**

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бentonитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Компонентный состав бentonитового раствора представлен в табл. 14.

Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Направление	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Регулятор pH	25	0,7	13	1
Структурообразователь: Глинопопрошок ПБМВ	Структурообразователь	1000	50	950	1
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	23	1
Утяжелитель: Барит КБ-3	Утяжелитель	1000	137,3	2606	3

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в табл. 15.

Таблица 15 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,15
Условная вязкость, с	50-60
Содержание песка, %	<2

### **Интервалы под кондуктор**

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание

глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор ингибитором Росфлок ИГ.

Для предупреждения возможных поглощений используется Рас LV. Компонентный состав полимер-глинистых растворов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Кондуктор	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,5	175	7
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	40	14016	14
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	420	17
Poly Mud FL маркиН	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,5	172	7
Рас LV	Снижение вязкости раствора при попадании глини и диспергируемой твердой фазы	25	5	1751	70
NSC LUB	Снижение коэффициента трения в скважине	200	5	1751	9
Росфлок ИГ	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	1	350	2
SAPP	Снижение вязкости раствора при попадании глини и диспергируемой твердой фазы	25	1	350	14
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	159,6	55923	56



Данные растворы после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства представленные ниже в таблице 17:

Таблица 17 – Технологические показатели полимер глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,17
Условная вязкость, с	35-50
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

#### **Интервал под эксплуатационную колонну:**

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефте-газо-водопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта К1. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Данный буровой раствор обрабатывается СаСО<sub>3</sub> (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль рН), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам(снижение коэффициента трения), инкапсуляторами (регулятор водоотдачи).

Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора представлен в таблице. 18.

Таблица 18 – Компонентный состав биополимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Эксплуатационная колонна	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,3	96	4
Структурообразователь: Xanthan Gum	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	0,4	128	6
Росфлок ДЕТ (ПАВ)	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25	1	319	13
Понизитель фильтрации: Рас HV	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25	1,2	383	16
Понизитель фильтрации: Рас LV	Регулятор фильтрации	25	5	1594	64
Инкапсулятор: Poly Mud H	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	25	1	319	13
Утяжелитель: CaCO <sub>3</sub>	Регулирование плотности	1000	45	14350	15
Смазывающая добавка: NSC LUB	Снижение коэффициента трения в скважине	200	10	3189	16
Разжижитель: SAPP	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	1	319	16

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице. 19

Таблица 19 – Технологические показатели биополимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
1	2
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,07
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
pH	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.5.

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 приложении Б.6.

### **2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины**

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 20, 21, 22.

Таблица 20– 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)					Количество, шт	Диаметр, мм		
под направление									
0	40	бурение	0,46	0,055	периферийная	4	14	107,9	3,79
под кондуктор									
40	1370	бурение	0,76	0,081	периферийная	6	11,1	95	4,41
под эксплуатационную колонну									
1370	2500	бурение	0,88	0.080	периферийная	7	9	84,5	3,17
отбор керна									
2445	2485	Отбор керна	0,61	0.055	периферийная	7	5	104,6	3,33

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения, %	число двойных ходов в мин, шт	производительность, л/с	
0	40	бурение	УНБ-600	2	95	170	137,7	1	60	33,23	66,46
40	1370	бурение	УНБ-600	2	100	130	250	0,99	92	27,6	55,21
1370	2500	бурение	УНБ-600	1	90	140	202,5	0,85	96	29,25	29,25
2445	2485	отбор керна	УНБ-600	1	90	130	225	0,85	78	20,09	20,09

Таблица 22 – 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				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне, кгс/см <sup>2</sup>	кольцевом пространстве, кгс/см <sup>2</sup>	Обвязке буровой установки, кгс/см <sup>2</sup>
				насадках долота, кгс/см <sup>2</sup>	забойном двигателе, кгс/см <sup>2</sup>			
0	40	бурение	93	79,1	0	3,8	0,1	10
40	1370	бурение	224,6	62,4	55,3	95,4	3,5	10
1370	2500	бурение	177,1	45,2	57,6	46,6	18,5	9,3
2445	2485	отбор керна	116	69,2	0	24,6	17,8	4,4

### 2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазаносных пластов. Планируемые интервалы отбора керна следующие:

– интервал отбора керна 2445-2785 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 23 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 23 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2445-2485	УКР-172/101	1-6	50-80	20-31

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тробл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{трн}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1800
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	0,715	Глубина скважины, м	2500
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	1220	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	120
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$ , м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$ , м	1666

## 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.

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

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

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

На рисунках 2,3 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

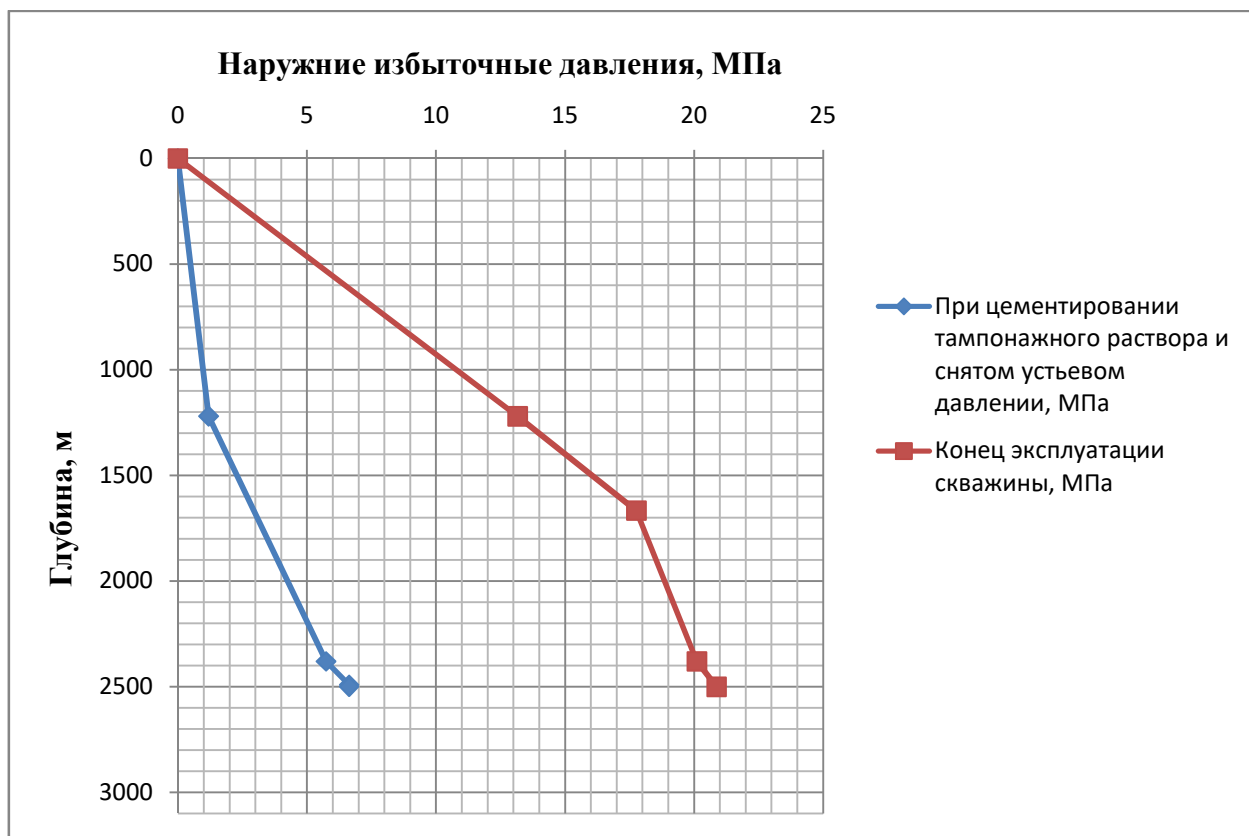


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ



Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

### 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.

$$P_{ви} = P_v - P_n,$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 4,5.

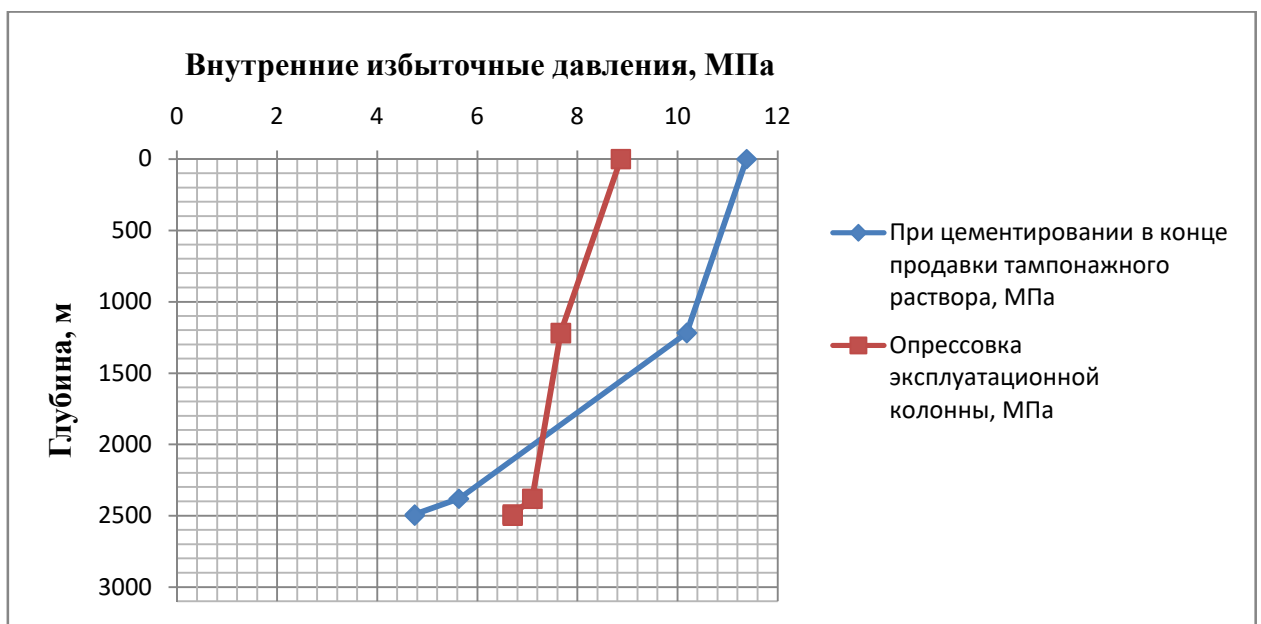


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений





Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений

### Конструирование обсадной колонны подлине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	40	67,2	2688	2688	0-40
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1370	47,2	64664	64664	0-1370
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	95	35,4	3363	88500	2500-2405
2	ОТТМ	Д	8,0	2405	35,4	85137		2405-0

## 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 26.

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр, мм	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество шт	
		от, по стволу	до, по стволу	элементов на интервале, шт	суммарное, шт
1	2	3	4	5	6
Направление Ø 324	БКМ-324	0	40	1	1
	ЦЖ	–	–	–	–
Кондуктор Ø 245	БКМ-245	0	1370	1	1
	ЦКОД-245	–	1360	1	1
	ЦЖ	0	40	1	34
		40	1370	33	
	ПРП-Ц-В 245	–	1360	1	1
Эксплуатационная Ø 146	БКМ-146	–	2500	1	1
	ЦКОД-146	2490	2490	1	1
	ЦТГ 168/216	0	1370	27	54
		1370	2450	27	
	ПРП-Ц-В 168	2450	2500	5	5

## 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

### Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр},$$

где  $P_{гскп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гдкп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Поскольку  $34,49 \leq 38,43$  условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 27.

Таблица 27 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>		Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7,06	1,412	1100	6,63	1,326	МБП-СМ	106
		5,648		–	5,304	МБП-МВ	91
Продавочная жидкость	46,76		1000	46,76		–	–
Облегченный тампонажный раствор	37,69		1400	25,159		ПЦТ-III-Об(4-6)-150	31060
						НТФ	15,45
Нормальной плотности тампонажный раствор	4,06		1820	2,431		ПЦТ - II - 150	5360
						НТФ	1,66

### Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6,$$

где  $G_{\text{сух}}$  – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;

$G_6$  – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в

случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 3,106 - 3 \text{ УС 6-30.}$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 0,128 - 1 \text{ УС 6-30.}$$

На рисунке 8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

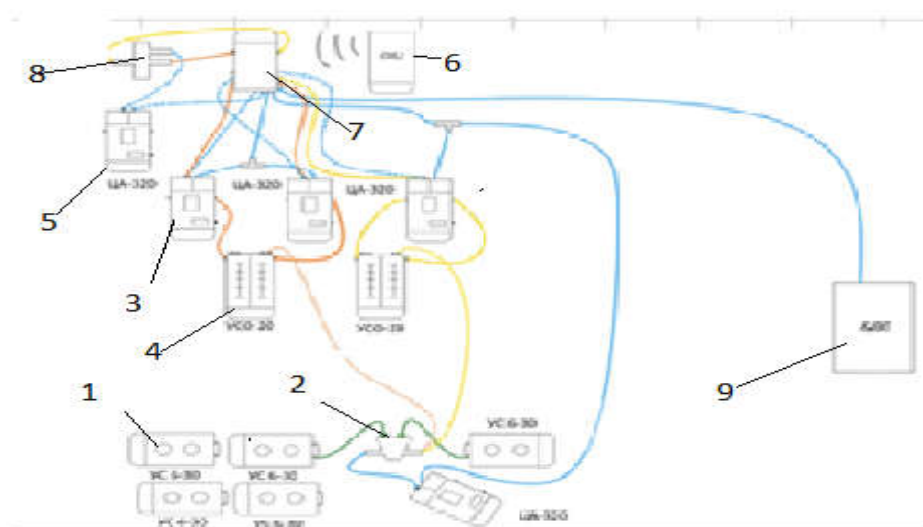


Рис. 6. Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования  
1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;  
3 – цементеровочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость  
УСО-20; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – станция  
КСКЦ 01; 7 – блок манифольдов СИН-43; 8 – блок дополнительных емкостей;  
9 – устье скважины

#### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб

пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

Оценка продуктивности пласта.

Отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования.

Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).

Оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

### **Выбор жидкости глушения**

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

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

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

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = 1081 \text{ кг/м}^3$$

$k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{\text{пл}}$  на глубине 0–1200 метров на 10 % ( $k=0,1$ ), на глубине более 1200 м на 5 % ( $k=0,05$ ).

$P_{\text{пл}}$  – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин

необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

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

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(0 + 45,58) = 91,16\text{м}^3,$$

$V_{\text{внхв}}$  – внутренний объем хвостовика,  $\text{м}^3$ ;

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

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

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 28 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 28 – Перфорация скважины

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

## **Выбор типа пластоиспытателя**

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).

Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

## **Выбор типа фонтанной арматуры**

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчаником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более

35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х21.

## 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 бурильной и обсадной колоннами.

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка 3200/200 ДГУ-1			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	78,35	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 78,35$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	8,5	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 88,5$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	117	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/117=1,71 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		



### **3 Отечественные производители крахмалов для бурения**

#### **Применение крахмалов для буровых растворов.**

Главным образом крахмал принято относить к числу естественных полимеров – полисахаридов, и впервые стал применяться для буровых растворов в 1939 г. (США). Крахмал используется для снижения фильтрационных свойств в средне-, и высокоминерализованных растворах при использовании любых солей и при температуре не выше 80 °С, рН = 9-13. Главным образом крахмала производят из зерновых культур (кукуруза, пшеница, рис, рожь) так же используются клубневые культуры (картофель, маниока). Изначально использовался пищевой крахмал, представляющий собой порошок белого, а так же желтоватого цвета с плотностью 1300-1600 кг/м<sup>3</sup>. Использование крахмала для буровых растворов, который гидротировался в растворах с щелочностью в соотношении 10:2-10:4 в зависимости от свойств бурового раствора. Максимальная концентрация крахмала зависит от подвижности клейстера в глиномешалке, наполняется вода до валов, во время перемешивания засыпается крахмал и затем постепенно добавляется раствор щелочи. После тщательного перемешивания добавляется вода до максимума, и реагент готов. Стоит учесть, то что при использовании соленасыщенной воды для заготовки клейстера крахмал добавляется после каустической соды. При гидротации любого используемого крахмала образуется, глюкоза, состоящая из амилозы (линейный полимер) и амилопектина (разветвленный полимер). При этом почти все полисахариды могут образовать тиксотропные коагуляционные структуры, способные восстанавливаться полностью после разрушения, а так же конденсационно-кристаллизационные, разрушающие необратимо. Крахмальный клейстер снижает плотность бурового раствора, создает проблемы при работе в зимний период и отнимает время на приготовление, поэтому вводить его можно в виде порошка непосредственно в буровой раствор, рН которого не менее 11. Все виды крахмала имеют довольно низкую

термостойкость, подвергаясь деструкции при температуре свыше 80 °С, получающейся при распаде продукт влияет на вязкость раствора, но не теряет полностью стабилизирующие свойства. Термостойкость крахмала можно повысить путем добавок 0.01 % хромпика, НТФ до 0,1-0,3 %. При добавке крахмального реагента в растворы с высоким содержанием солей либо с большим содержанием твердой фазы, отмечается рост его реологических свойств. Поэтому вводить крахмал нужно тонкой струйкой в течение нескольких циклов. Для предотвращения роста реологии (загустивания) перед обработкой крахмалом следует добавить реагент для снижения реологических свойств. К недостаткам крахмала относится способность его к разложению (загниванию) под действием различных микроорганизмов. При деструкции крахмала выделяются газообразные вещества, которые могут вызвать аэрацию (вспенивание) бурового раствора и снижению щёлочности рН. Восстановить параметры такого бурового раствора практически не возможно, такой буровой раствор подлежит полное его замене, в некоторых случаях можно сделать частичную замену бурового раствора, но это не всегда даёт положительный результат так как микроорганизмы оставшиеся в растворе возобновят процесс его разложения. Скорость микробного разложения крахмала замедляется в холодном пресном растворе. При использовании крахмала, на заключительном каротаже или при окончании скважины бурением, его можно применять в любом водном растворе (в т.ч. в пресном) без выполнения особых требований. Для предупреждения разложения крахмала используются три способа:

- увеличение и поддержка рН бурового раствора в пределах 11-13;
- наличие минерализации фильтрата не менее 20 %;
- добавка к буровому раствору различных антиферментаторов, подавляющих жизнедеятельность бактерий.

Первый способ с увеличением щелочности недостаточно эффективен так как при бурении активных глин высокое значение Рн негативно сказывается на параметрах бурового раствора и стабильность стенок скважины

из-за набухания глини, а также высокий pH негативно сказывается на ЛБТ, или в растворе присутствуют поливалентные соли, реагирующие с щелочью. При этом, в последнем случае крахмал, как и многие другие органические полимеры, частично выпадает в осадок вместе с конденсированной твердой фазой, образующейся при взаимодействии поливалентных солей и щелочи.

Способ с насыщением солями более эффективен, особенно в сочетании с первым. Перед буровой раствор предварительно насыщается солью, и поэтому разложение крахмала не происходит.

Третий способ наиболее универсальный, где в качестве антиферментаторов применяются различные бактерициды способные замедлять процесс разложения крахмала.

### **Общие сведения**

Крахмал ( $C_6H_{10}O_5$ )<sub>n</sub> – полисахариды амилозы и амилопектина, мономером которых является альфа-глюкоза. Крахмал, синтезируемый разными растениями в хлоропластах, под действием света при фотосинтезе, несколько различается по структуре зёрен, степени полимеризации молекул, строению полимерных цепей и физико-химическим свойствам.

Физические и химические свойства: безвкусный, аморфный порошок белого цвета, нерастворимый в холодной воде. Под микроскопом видно, что это зернистый порошок; при сжатии порошка крахмала в руке он издаёт характерный «скрип», вызванный трением частиц. В горячей воде набухает (растворяется), образуя коллоидный раствор – клейстер; с раствором йода образует соединение-включение, которое имеет синюю окраску. В воде, при добавлении кислот (разбавленная  $H_2SO_4$  и др) как катализатора, постепенно гидролизуются с уменьшением молекулярной массы, с образованием т. н. «растворимого крахмала», декстринов, вплоть до глюкозы.

Крахмал в качестве резервного питания накапливается в клубнях, плодах, семенах растений. Так, в наиболее часто используемых для

производства крахмала растениях, клубнях картофеля содержится до 24 % крахмала, в зёрнах пшеницы – до 64 %, риса – 75 %, кукурузы – 70 %.

### **Производители крахмала для бурения**

#### **ООО "Агрофирма "Яльчикский крахмал"**

Крахмалсодержащий реагент для бурения «Реабур» и крахмалсодержащий модифицированный реагент для бурения Реабур-2М предназначены для применения в нефте-газодобывающей промышленности в качестве реагента для регулирования фильтрационных показателей и стабилизации минерализованных технологических жидкостей, применяемых при строительстве и капитальном ремонте скважин, при интенсификации добычи нефти и газа.

Они являются эффективными понизителями фильтрации минерализованных глинистых и без глинистых буровых растворов, включая соленасыщенные. Реабур и Реабур-2М совместимы со всеми полимерными реагентами, применяемыми для регулирования фильтрации и реологии буровых растворов.

Крахмалсодержащий реагент для бурения – «Реабур», получают экструзионным способом обработки зерна пшеницы, ржи или ячменя. Оптимальные концентрации реагента для без глинистых буровых растворов – 0,5-2,5%, для глинистых – 0,75-3,0%.

Реабур положительно зарекомендовал себя в промышленных условиях на месторождениях Пермского Прикамья, республики Коми, Западной Сибири, Крайнего Севера, Удмуртии, Татарстана, Башкирии, Казахстана.

Крахмалсодержащий модифицированный реагент для бурения – «Реабур-2М», получаемый путём влаготермомеханической обработки сырья зернового крахмалсодержащего с внесением специальной добавки.

Оптимальные концентрации реагента для без глинистых буровых растворов – 0,5-2,5%, для глинистых – 0,75-3,0%, для вязко-упругих составов и жидкостей для ГРП – 2,0-5,0%

### Требования к качеству и безопасности

Реабур и Реабур-2М соответствуют требованиям настоящих технических условий и вырабатываются по технологической инструкции.

### Упаковка.

Реабур и Реабур-2М упаковывают в полипропиленовые мешки с полиэтиленовым вкладышем. Допускается упаковка в другую влагонепроницаемую тару по согласованию с потребителем.

### Транспортирование и хранение

Реабур и Реабур-2М транспортируют автомобильным, железнодорожным транспортом в соответствии с правилами перевозок грузов, действующими на каждом виде транспорта. Хранят в таре изготовителя в крытых проветриваемых складских помещениях, не зараженных вредителями хлебных запасов.

### **ООО «ЭфХим»**

Крахмал модифицированный для бурения КМ-7. Модифицированный крахмал «КМ-7» не пенит, отлично растворяется в воде, легко гидролизуется концентрированными минеральными кислотами, является биологически разлагаемым и абсолютно экологически безопасным продуктом.

Модифицированный крахмал имеет широкое применение при различных видах строительства наклонно-направленных или же горизонтальных скважин. Модифицированный крахмал стабилизирует стенки скважины при бурении и обеспечивает снижение содержания в буровом растворе твердой фазы.

### **ООО ПТП "Крахмал Сервис"**

Крахмал модифицированный для бурения марки: МК-БУР, МКФ-БУР и МКУ-БУР. Этот крахмал используется для буровых работ при разработке месторождений нефти и газа. Преимущества данных продуктов по сравнению с аналогами:

- более высокая стабилизирующая способность и экологическая безопасность;
- повышенная стойкость к био-, термо-, механодеструкции;
- технологичность: хорошая растворимость, не слеживается;
- постоянное и стабильное качество.

ПТП «Крахмал Сервис» является стабильно работающим предприятием на Российском рынке крахмалопродуктов. Для стабилизации минерализованных буровых растворов. Крахмал для бурения также высоко оценен специалистами Халлибуртон Интернешнл (США) и других сервисных компаниях.

Марка МК-БУР является стандартным крахмалом и применяется для стабилизации среднеминерализованных, соленасыщенных и полимер-коллоидных растворов, термостойкий, имеет наилучший показатель по водоотдаче (флокирующей способности).

Марка МКУ-БУР является сложно составленным крахмалом и применяется для стабилизации среднеминерализованных, соленасыщенных и полимер-коллоидных растворов, средне устойчив к солям кальция, имеет максимальную термостойкость по сравнению с другими марками.

Марка МКФ-БУР - это также сложносоставной крахмал, который является стабилизатором минерализованных буровых растворов, лучше всех растворяется в средне и сильноминерализованных средах без щелочных агентов, устойчив к солям кальция и магний агрессии, обладает высокой флокирующей способностью, при этом из всех менее термостойкий.

Крахмал расфасован в мешки полипропиленовые с вкладышем по 25 кг. Доставка производится как железнодорожным, так и автомобильным транспортом, морскими контейнерами.

### **ООО «БИОНИКС»**

Модифицированный крахмал БИОНИКС (крахмал для бурения) представляет собой кукурузный модифицированный крахмал, предназначенный

для применения в качестве понизителя водоотдачи и стабилизации буровых растворов на водной основе, применяемых при строительстве и капитальном ремонте скважин, при интенсификации добычи нефти и газа, а также при строительстве коммуникаций методом горизонтально- направленного бурения (бестраншейная прокладка коммуникаций).

Описание: порошок от белого до светло-желтого или светло-палевого цвета.

Химическая порода: предварительно желатинизированный кукурузный крахмал.

Применение:

Крахмал БИОНИКС является дешевым, но эффективным понизителем водоотдачи, не оказывающим влияния на вязкость раствора. Он может использоваться во всех системах на водной основе и особенно эффективен в растворах на основе насыщенных рассолов.

Крахмал БИОНИКС растворим в кислоте и является весьма эффективным в жидкостях для заканчивания и проведения ремонтных работ. На его характеристики не оказывает воздействия загрязнение солями или иными примесями.

Крахмал БИОНИКС подвержен бактериальному разложению, поэтому рекомендуется использование биоцида.

Упаковка: Крахмала БИОНИКС поставляется в мешках по 30 кг.

### **ООО «Химпром»**

«Реамил» представляет собой модифицированный набухающий крахмал. «Реамил» применяется для стабилизации и снижения показателя фильтрации буровых растворов различной минерализации, от пресных до сильноминерализованных. Не оказывает влияние на вязкость бурового раствора. Применяется в буровых растворах для первичного вскрытия продуктивных пластов.

«Реамил» быстро растворяется как в пресной воде, так и насыщенных растворах солей натрия, калия, кальция. Рекомендуемая концентрация «Реамила» в буровом растворе 0,5-3,0 %.

«Реамил» поставляется бумажных многослойных мешках или полипропиленовых мешках с полиэтиленовым вкладышем массой до 25 кг.

### **ООО «Звягинский крахмальный завод»**

Органолептические и физико-химические свойства экстрамила:

Внешний вид - Однородный порошок, Цвет – Белый с желтоватым оттенком, Запах - Свойственный крахмалу, Вкус - Свойственный крахмалу без постороннего привкуса, Массовая доля влаги, %, не более 10, Набухаемость, см<sup>3</sup>/г, не менее 12, Степень помола – проход через сито с ячейкой 1x1 мм, не менее 98 %.

Отгрузка экстрамила осуществляется в полипропиленовых мешках с вкладышем по 25 кг

### **ЗАО НПО «ПромСервис»**

Крахмалосодержащий реагент "КРЭМ". Представляет собой сухой, порошкообразный, однородный продукт желтоватого цвета.

КРЭМ применяется для регулирования в процессе бурения нефтяных и газовых скважин в качестве регулятора вязкости и понизителя фильтрации буровых растворов различной степени минерализации.

Преимущества: высокая степень помола способствует быстрому растворению реагента в буровом растворе. Сухой, не слеживающийся продукт, транспортируется всеми видами транспорта.

Типичные свойства: внешний вид порошок бежевого до желтоватого цвета, удельная плотность: 330-350 кг/м<sup>3</sup>

Рекомендуемая обработка для снижения фильтрации: до 30,0 кг/м<sup>3</sup>

Упаковка: поставляется в 30-кг двухслойных бумажных мешках с полиэтиленовым вкладышем.

### **Заключение**



Исходя из данных, которые приведены работы, можно сделать вывод о том, что крахмал для бурения повлечёт за собой улучшения таких свойств, как:

- Создание эластичной и непроницаемой фильтрационной корки,
- стабильные реологические свойства бурового раствора,
- удержание фильтроционных свойств бурового раствора.

Крахмал стабилизирует стенки скважины при бурении и обеспечивает удержание содержания твердой фазы в буровом растворе.

Крахмал, несмотря на свои положительные свойства, обладает и недостатками. В частности, воздействие таких микроорганизмов, как плесень, грибки или бактерии, может провоцировать его ферментативное разложение (загнивание). В ходе этого процесса образуются газообразные вещества, понижающие рН раствора и вызывающие его вспенивание. Если процесс загнивания начался, то восстановить качественные характеристики такого бурового раствора уже невозможно. В таких случаях требуется полная или частичная его замена. Холодная или горячая пресная вода (температура  $>70$  градусов  $^{\circ}\text{C}$ ) способствует замедлению разложения крахмала.

## 4 Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение

### 4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	2500
Способ бурения:	–
- под направление	Роторный
- под кондуктор, эксплуатационную колонну	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	–
- направление	d 393,7 мм на глубину 40 м
- кондуктор	d 295,3 мм на глубину 1370 м
- эксплуатационная колонна	d 215,9 мм на глубину 2890 м
Буровая установка	3200/200 ДГУ-1
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	–
- тип- количество, шт.	УНБ-600 – 2 шт.
производительность, л/с:	–
- в интервале 0-40 м	66,46
- в интервале 40-1370 м	54,21
- в интервале 1370-2500 м	29,25
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 36 м
Забойный двигатель (тип):	–
- в интервале 40-1370 м	ВЗД ДГР-240М.3/4.60
- в интервале 1370-2500 м	ВЗД ДГР-178М.7/8.50
- при отборе керна	PDC У6-215,9/100,6 (7x11,1мм)
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

#### 4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пакки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 31.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые»[8].

Таблица 31 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Томская область)

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,027	460
2	40	1370	1330	0,028	810
3	1370	2500	1170	0,038	1400

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые».

Нормативное время на механическое  $N$ , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T \cdot H$$

где  $T$  – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

$H$  – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 40 \cdot 0,027 = 1,08 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,027	1,08
1330	0,028	37,24
1170	0,032	37,44
Итого		75,76

Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$ . Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / П,$$

где  $П$  – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 40 / 460 = 0,087$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
40	460	0,09
1330	810	1,64
1170	1400	0,84
Итого на скважину		2,58

#### 4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО  $T_{СПО}$ , с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П * n_{СПО}$$

где  $n_{\text{СПО}}$  – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

$\Pi$  – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении В.1.

#### **4.1.3 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 и составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление:  $3 \cdot 1 = 3$  мин;
- кондуктор:  $26 \cdot 1 = 26$  мин;
- эксплуатационная колонна:  $69 \cdot 1 = 69$  мин.

#### **4.1.4 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 направления - 8 ч., кондуктора - 36 ч., технической колонны – 48 ч., эксплуатационной колонны – 48 ч.

#### **4.1.5 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 и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

- отворачивание долота – 7 минут
- спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n$$

где  $L_k$  – глубина кондуктора, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 40 - 10 = 30 \text{ м};$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м ведущая труба (16 м.), переводника с долотом (1м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб  $L_T$ , м по формуле:

$$L_T = L_c - L_n.$$

Для направления:

$$L_T = 20 - 17 = 3 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле:

$$N = L_T / l_c,$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 1.$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 \cdot 2 + 5 = 5 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 1370 - 10 = 1360 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 1360 - 17 = 1343 \text{ м;}$$

$$N = 1343 / 25 = 55,9 \approx 27 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 56 \cdot 2 + 5 = 117 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2500 - 10 = 2490 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 2490 - 17 = 2473 \text{ м;}$$

$$N = 2473 / 24 = 103,04 \approx 104 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 104 \cdot 2 + 5 = 213 \text{ мин.}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 117 + 213 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 535 \text{ мин} = 8,92 \text{ ч.}$$

#### **4.1.6 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 25ч.

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

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 8,92 ч.

#### **4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ**

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ[8].

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 265,76 часов или 11,07 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:  $265,76 \times 0,066 = 17,54$  ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 265,76 + 17,54 + 25 = 308,3 \text{ ч} = 12,85 \text{ суток.}$$

#### **4.2 Линейный календарный график выполнения работ**

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 34



Таблица 34 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ		Месяцы															
бригады, участвующие 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							■	■	■	■							

Условные обозначения к таблице 35:



Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);



Буровая бригада (бурение);



Бригада испытания.

### 4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

#### 4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность  $T_{пр}$ , ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_n * k,$$

где  $T_n$  - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$k$  – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всн} + t_p},$$

где  $\Delta t$  - затраты времени, обусловленные остановками и авариями,

независящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}$ ,  $t_{кр}$ ,  $t_{всп}$ ,  $t_r$  – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении В3, В4.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Крепление:			
Направлене	1,52	1,66	0,09
Кондуктор	35,96	39,19	1,68
Эксплуатационная колонна	87,53	95,4	5,46
Крепление:			
Направлене	3,56	3,92	0,16
Кондуктор	16,0	18,6	0,77
Эксплуатационная колонна	32,4	30,5	1,27
Итого	176,97	189,27	9,43

Уточненный сводный сметный расчет представлен в приложении В.2

#### 4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H / T_M,$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$T_M$  – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}),$$

где  $T_{сно}$  – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$VK=(H \cdot 720)/Th,$$

где Th– нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото  $h_d$ , м

$$h_d=H/p,$$

где p– количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm}-П_n)/H,$$

где C см– сметная стоимость строительства скважины, руб;

Пн – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 37.

Таблица 37 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2500
Продолжительность бурения, сут.	9,64
Механическая скорость, м/ч	32,3
Рейсовая скорость, м/ч	21,17
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	10382
Проходка на долото, м	1150
Стоимость одного метра	58234

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49[11]. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

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 [12]. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2019 года 215,95.

## **5 Социальная ответственность**

Буровая установка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 №116–ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к опасным производственным объектам. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем организации.

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

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы. Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса РФ. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется Трудовым Кодексом РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 Трудового Кодекса РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки. Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, регламентируются главой 50 Трудового Кодекса РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом

воздухе в соответствии со статьей 109 Трудового Кодекса РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда», обеспечиваются льготами и компенсациями.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижение влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

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

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Организация рабочего места включает в себя:

Буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;

При бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4м;

Шнеки у станков вращательного бурения с не механизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;

Выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в

подъемном канате более 10% порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;

Бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения;

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

### 5.3 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2500 м которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при не правильной организации труда, не соблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 38.

Таблица 38 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1	2	3	4	5
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [6]
2. Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [4] СНиП 23-05-95[7]

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4	5
3. Движущиеся части и механизмы	–	+	+	ГОСТ 12.2.003-74[5] ГОСТ 12.4.026-2001[13]
4. Работа на высоте	–	+	+	ПОТ Р М-012-2000 [9]
5. Неблагоприятные климатические условия	–	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [4] ТК РФ Статья 109[3].

## 5.4 Анализ вредных производственных факторов

### 5.4.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 39.

Таблица 39 – Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха 0С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

### 5.4.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105



дБ. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16, эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем).

#### **5.4. Отсутствие или недостаток естественного света**

Источник естественного (дневного) освещения солнечная радиация, т.е. поток лучистой энергии солнца, доходящей до земной поверхности в виде прямого и рассеянного света. Естественное освещение является наиболее гигиеничным и предусматривается, как правило, для помещений, в которых постоянно пребывают люди. Если по условиям зрительной работы оно оказывается недостаточным, то используют совмещенное освещение.

##### **5.4.4 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.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, Люкс
1	2	3
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45 Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300 .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м от пола полатей под углом не менее 500	75
Путьта левог облака	На лестничных площадках, по высоте вышки, Под углом не менее 64-700	20
Крон блок	Над кронблоком	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 м	20

Продолжение таблицы 40

1	2	3
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м	30
Насосный Блок пусковые ящики	На высоте не менее 3 м	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	100

**5.4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека**

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Опасность поражения человека электрическим током оценивается величиной тока  $I$  (А), проходящего через его тело, или напряжением прикосновения  $U$  (В). Это означает, что опасность поражения током зависит от схемы включения человека в цепь, напряжения сети, режима нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, емкости линии и т. д.

2.1.6 Критические значения тока. Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

0,6-1,5 мА – ток начала ощущения (в точках прикосновения);

10-20 мА – порог не отпускающего тока, т.е. тока, вызывающего судорожное сокращение мышц, человек в этом случае не может сам освободиться от действия тока, например, разжать пальцы;

100 мА – ток фибрилляции сердца, т.е. явления беспорядочного сокращения волокон сердечной мышцы, вызывающего остановку сердца.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека

устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц [9].

Предельно допустимые уровни напряжения и тока представлен в приложении.

### **5.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя(работавшего)**

Движущиеся части производственного оборудования и механизмы

На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск.

Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: ограждения, концевые выключатели, ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2001.

Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги [5].

#### **5.5.1 Электробезопасность:**

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо

предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ [17].

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- 1) Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- 2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 3) Применение предупреждающей сигнализации;
- 4) Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

### **5.5.2 Пожаровзрывобезопасность**

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;

2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;

3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;

4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки. Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности –П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части. Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК». Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

#### **5.4 Охрана окружающей среды**

Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

– произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилогопосёлка;

– на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

## **Мероприятия по защите атмосферы**

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК. На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

## **Мероприятия по защите гидросферы, литосферы**

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики [19].

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания бурового шлама может стать отмывка его от загрязняющей органики.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

### **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения [18].

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало).



## **Заключение**

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2500 м на месторождении Томской области.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на собственном опыте строительства скважин в данном регионе, а также из твердости пород, для бурения под направление выбрано шарошечное долото для снижения стоимости. Для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота для увеличения механической скорости бурения. Для отбора керна было выбрана бурголовка PDC для достижения максимального выноса керна.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну был выбран полимер-инкапсулированный буровой раствор с применением ингибитора Росфлок ИГ для предотвращения набухания активных глин и неконтролируемого роста реологических свойств бурового раствора из-за гидротации выбуренных глин в растворе. Для эффективного выноса шлама при бурении направления и кондуктора были применены 2 насоса УНБ-600.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности Е.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ с двумя пробками. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Для цементирования проектируемой скважины был выбран отечественный флот.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-21-168x245 К1 ХЛ, ОП5-280/80x2, АФ1-80/65x21.

Техническое решение которые применены в данной работе отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Для проведения работ выбрана буровая установка 3200/200 ДГУ-1

В данной работе поставлена задача, проанализировать российских производителей крахмалов для бурения скважин. Было определено что все крахмалы отвечают всем современным требованиям, но стоит отметить то что все представленные крахмалы имеют те или иные недостатки по разным признакам, некоторые более термостабильны но на них негативно влияет агрессия солей, либо наоборот. Таким образом нужно отметить то что крахмальный реагент необходимо подбирать из представленных геологических данных и на основании выбора системы буровых растворов.

В разделе «Финансовый менеджмент» составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

## Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92с.

2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин.

Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.

3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание / А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.

4. Э.Б. Кренни, Н.Р. Хуббитдинов DSI (ASchoeller-Bleckmann Company) «применение циркуляционного переводника рb1 при бурении»

5. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки МОС производства компании «NOV». // ПАО «Оренбургнефть», 2015 г.

6. Брошюра JetStream® RFID Drilling Circulation Sub

7. <http://www.findpatent.ru/patent/265/2658851.html>

8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 26.05.2019).

9. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183с.

10. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный

ресурс]:<http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html> (дата обращения: 26.05.2019).

11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

12. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018года.

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

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

15. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

16. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

17. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

18. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

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

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

21. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

22. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

23. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

24. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

25. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

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

27. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

28. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

29. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

30. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

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

32. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

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

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

35. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

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

37. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

38. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

39. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

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

41. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.

42. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

43. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»

## Приложение А

### Стратиграфический разрез скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент каверности в интервале
от	до	Мощность, м	название	индекс	
0	30	30	Четвертичная система	Q	1,3
30	180	150	Некрасовская серия	P <sub>3</sub>	1,3
180	230	50	Чеганская свита	P <sub>3</sub> - P <sub>2</sub>	1,3
230	522	292	Люлинворская свита	P <sub>2</sub>	1,3
522	556	34	Талицкая свита	P <sub>1</sub>	1,3
556	732	176	Ганькинская свита	K <sub>2</sub>	1,25
732	822	90	Славгородская свита	K <sub>2</sub>	1,25
822	863	41	Ипатовская свита	K <sub>2</sub>	1,25
863	892	29	Кузнецовская свита	K <sub>2</sub>	1,25
892	1727	835	Покурская свита	K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	1,25
1727	2350	623	Киялинская свита	K <sub>1</sub>	1,25
2350	2440	90	Тарская свита	K <sub>1</sub>	1,25
2440	2500	60	Куломзинская свита	K <sub>1</sub>	1,25

Таблица А. 2 – Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
			краткое название	процент в интервале, %
	от	до		
Q	0	30	пески	60
			глины	40
P <sub>3</sub>	30	180	пески	60
			глины	30
P <sub>3</sub> - P <sub>2</sub>	180	230	пески	10
			глины	90
P <sub>2</sub>	230	522	пески	10
			глины	90
P <sub>1</sub>	522	556	пески	30
			глины	70
K <sub>2</sub>	556	732	глины	40
			алевролиты	60
K <sub>2</sub>	732	822	глины	30
			алевролиты	70
K <sub>2</sub>	822	863	глины	100
K <sub>2</sub>	863	892	глины	20
			алевролиты	80
K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	892	1727	глины	25
			песчаники	50
			алевролиты	25
K <sub>1</sub>	1727	2350	глины	30
			песчаники	40
			алевролиты	30
K <sub>1</sub>	2350	2440	песчаники	20
			алевролиты	40
			глины	40
K <sub>1</sub>	2440	2500	песчаники	20
			алевролиты	60
			аргиллиты	20

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, кг/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость , дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup>	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q-P1	0	556	глины, пески.	200	0	0,001	90	1-2	15	-	1,1-4,5	2	М
				900	5	0,6	10	1-2	12	-	1,1-4,5	1-2	М
K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	556	1727	глины, алевриты, песчаники, пески, опоки.	200	10	0,001	90	1-2	15	-	1,1-4,5	2	МС
				000	15	0,05	20	4	21-164	29-182	1,6-4,4	1-4	МС
				300	31	0,5	7	1-2	9-213	14-234	1,1-4,5	3-8	МС
				19001	35	0,6	10	1-2	12	-	1,1-4,5	1-2	МС
				500	4	0,001	50	-	150	-	1,1-4,5	2	МС
K <sub>1</sub>	1727	2500	глины, алевриты, аргилиты, песчанники, пески.	200	10	0,001	90	1-2	15	-	1,1-4,5	2	МС, С
				2000	15	0,05	20	4	21-164	29-182	1,6-4,3	1-2	МС, С
				2600	10	0,001	100	1-3	30-182	44-210	1,8-4,2	1-3	МС, С
				2300	19	0,4	7	1-2	9-213	14-234	1,1-4,5	3-8	МС, С
				1900	35	0,6	10	1-2	12	-	1,1-4,5	1-2	МС, С



Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характеристика и условия возникновения
от	до		
0	1750	Поглощение бурового раствора	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО
1750	2500		
0	670	Осыпи и обвалы	Нарушение технологии бурения, превышение скорости СПО, организационные простои (ремонтные работы, ожидание инструмента, материалов), несоблюдение параметров бурового раствора, в т.ч. плотности водоотдачи, вязкости и др., несвоевременная реакция на признаки осложнений.
670	1750		
1750	1790		
1790	2500		
892	1750	Нефтегазоводопроявления	Вода
2473	2493		Нефть
890	1750	Разжижение бурового раствора	Отклонение свойств и параметров бурового раствора от проектных, в том числе снижение гидростатического давления на проявляющиеся пласты за счет снижения плотности п. 210. «Правил безопасности...» 2013 г. [4].
1750	2500	Сужение ствола скважины	Естественный процесс набухания глин, зависящий от времени контакта с буровыми растворами на водной основе и отклонений свойств и параметров раствора от проектных данных, в том числе уровня фильтрации воды (водоотдачи).
2350	2440	Прихватоопасность	Отклонение свойств и параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО, в т.ч. организационных простоях.

## Приложение Б

### Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направление (0-40 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-40 м)							
1	Долото 393,7 М- ЦВ	0,50	393,7	–	3-171	Ниппель	0,2
2	Переводник М171хМ152	0,44	225	100	3-171	Муфта	0,05
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	8,0	203	100	3-152	Ниппель	1,54
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	0,06
					3-171	Муфта	
5	КЛС-390 М	0,6	390	80	3-171	Ниппель	0,11
					3-171	Муфта	
6	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	0,06
					3-152	Муфта	
7	УБТ-203х100 Д	8,0	203	100	3-152	Ниппель	1,54
					3-152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
9	ТБПК 127х9,19Е	20,3	127	108	3-133	Ниппель	0,54
					3-133	Муфта	
10	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
11	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
12	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8
					3-133	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40-1370 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (160-1470 м)							
1	Долото TD 295,3 SVD 519- T1.2 (7x12,7мм)	0,4	295,3	–	3-152	Ниппель	0,06
2	ВЗД ДГР- 240М.3/4.60	9,65	240	–	3-152	Муфта	2,02
					3-171	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-240	0,65	240	–	3-171	Ниппель	0,11
					3-171	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240	0,84	240	–	3-171	Ниппель	0,1
					3-171	Муфта	
5	УБТ-203x100 Д	16,0	203	100	3-171	Ниппель	3,08
					3-171	Муфта	
6	Переводник M152xH171	0,51	200	100	3-171	Ниппель	0,09
					3-152	Муфта	
7	Калибратор КЛС 295 МС	0,9	295	90	3-152	Ниппель	0,12
					3-152	Муфта	
8	Переводник M171xH152	0,51	200	100	3-152	Ниппель	0,09
					3-171	Муфта	
9	УБТ-203x100 Д	8,0	203	100	3-171	Ниппель	1,54
					3-171	Муфта	
10	Переводник M147xH171	0,47	200	90	3-171	Ниппель	0,09
					3-147	Муфта	
11	Переводник M133xH147	0,43	178	80	3-147	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
12	Бурильная труба ТБПК 127x9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	35,55
					3-133	Муфта	
13	Переводник M133xH133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,4
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-35 M133xH133	0,40	178	76	3-133	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
15	ВБТ-К 133 Н 147	16	133	82	3-133	Ниппель	3,8
					3-147Л	Муфта	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1370-2500м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединени	Суммарны й вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединени	
Бурение под эксплуатационную колонну (1370-2500 м)							
1	Долото TD 215,9 SVD 616 T1.2	0,3	215,9	–	3-117	Ниппель	0,04
2	ВЗД ДГР-178М.7/8.50	8,45	178	–	3-117	Муфта	1,15
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный	0,34	178	–	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан	0,42	178	–	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
5	УБТ-178х80 Д	24	178	80	3-147	Ниппель	3,72
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,43	178	70	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 МС	0,75	215	70	3-133	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,43	178	70	3-133	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
9	УБТ-178х80 Д	24	178	80	3-147	Ниппель	3,72
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,39	178	89	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравлический 4ЯГГ-171	5,7	171	70	3-133	Ниппель	0,6
					3-133	Муфта	
12	Бурильная труба ТБПК 127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	65,52
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-35М133хН133	0,40	178	76	3-133	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
15	ВБТ-К 133Н 147	16	133	82	3-133	Ниппель	3,8
					3-147Л	Муфта	

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (2445-2485 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммар ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2445-2485 м)							
1	Бурильная головка PDC У6-215,9/100,6 (7х11,1мм)	0,19	215,9	100,6	3-161	Муфта	0.02
2	Кернотборный снаряд УКР-172/101	20	185	140	3-171	Ниппель	2
					3-171	Муфта	
3	Переводник верхний М147хН171	0,73	185	140	3-171	Ниппель	0,06
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х80 Д	36	178	80	3-147	Ниппель	5,58
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,39	178	89	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ТБПК 127х9,19Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	64,56
					3-133	Муфта	
	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
7	КШЗ-35 М133хН133	0,40	178	76	3-133	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
8	ВБТ-К 133 Н 147	16	133	82	3-133	Ниппель	3,8
					3-147Л	Муфта	

Таблица Б.5 – Результаты расчета системы бурового раствора под интервал «0-2500»

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	40	40	393,7	–	1,30	6,327
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,51
Расчетные потери бурового раствора при очистке						4,33
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						6,327
Объем раствора к приготовлению:						22,694
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
40	1370	1330	295,3	306,9	1,25	116,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						12,27
Расчетные потери бурового раствора при очистке						77,24
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,65
Объем раствора в конце бурения интервала						116,8
Общая потребность бурового раствора на интервале:						334,76
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						334,76
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
1370	2500	1130	215,9	228,7	1,25	106,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,623
Расчетные потери бурового раствора при очистке						37,135
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,65
Объем раствора в конце бурения интервала						106,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:						268,008
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						268,008

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	13	0,53	175	7,008	96	3,83	284	12
Бентонит ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	950	0,949	14016	14,016	–	0	14965	15
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	23	0,91	420	16,82	–	0	443	18
Рас HV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	–	–	–	0	382	15,3	382	16
Рас LV	Регулятор фильтрации	25	–	–	1751	70,04	1595	63,78	3345	134
NSC LUB	Снижение коэффициента трения в скважине	200	–	–	1751	8,755	3189	15,945	4940	25
Росфлок ИГ	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	–	–	350	1,67	–	0	350	2
Poly Mud FL марки Н	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	–	–	175	7,008	–	0	175	8
Xanthan Gum	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	25	–	–	–	0	128	5,1	128	6
Росфлок ДЕТ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	–	–	–	0	319	12,76	319	13
Poly Mud Н	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	25	–	–	–	0	319	12,76	319	13
Карбонат кальция	Регулирование плотности	1000	–	–	–	0	14351	14,350	14351	15
КБ-3	Утяжелитель	1000	2606	2,6	55924	55,92	–	0	58530	59
SAPP	Разжигатель	25	–	–	350	14,016	319	12,76	669	28

## Приложение В

### Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма про-ходки на долото,	Номер таблицы	номера	интервал бурения, м	нормативное время, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-40	393,7	460	11	24	0-40	0,0119	0,48
II	40-1370	295,3	810	12	32	40-100	0,0120	0,72
						100-200	0,0131	1,31
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0159	1,59
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0159	1,59
						900-1000	0,0159	1,59
<b>ИТОГО</b>								14,78
III	1370-2500	215,9	210	12	32	1000-1100	0,0157	1,57
						1100-1200	0,0158	1,58
						1200-1300	0,0164	1,64
						1300-1400	0,0175	1,75
						1400-1500	0,0186	1,86
						1500-1600	0,0188	1,88
						1600-1700	0,0191	1,91
						1700-1800	0,0197	1,97
						1800-1900	0,0208	2,08
						2000-2100	0,0228	2,28
						2100-2200	0,0231	2,31
						2300-2400	0,0238	2,38
						2400-2500	0,0244	2,44
<b>Итого</b>								25,65



Таблица В.2 – Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

№	№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость тысяч рублей
			Прямые затраты
1	2	3	4
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	61121
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	229
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12192
Итого по подготовительным работам			73542
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	151301
5	2.2	Разборка и демонтаж	1210
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	450
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	140
Итого по вышкостроению и монтажу			153101
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	49726
9	3.2	Крепление скважины	118103
Итого по бурению и креплению			167829
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	7190,4
11	4.2	Испытание объекта	42595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3418
Итого по испытанию			53203
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	24313
Итого по промыслово-геофизическим работам			24313
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	12238
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	1790
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	40910
Итого по разделу VI			54938
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			526926
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	131731
Итого по разделу VII			131731

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	32932
Итого по разделу VIII			32932
ИТОГО с накладными и плановыми			691589
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	169439
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	30429
21	9.3	Северные льготы 2,98%	12128
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	3315
23	9.5	Авиа транспорт	43447
24	9.6	Транспортировка вахт	9618
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	18623
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4500
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6200
28	9.10	Бурение скважины на воду	25000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32632
Итого прочих затрат и работ			335331
ИТОГО по разделам I-IX			1046920
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	25126
ИТОГО			1072046
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	2144
Итого по подрядным работам			2144
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1074190
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.			219349598
НДС 20 %			39482927
ВСЕГО с учетом НДС			258 832 526

Таблица В.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление 323,9 мм		Кондуктор 244,5 мм		ЭК 168,3 мм	
			количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%			–	256,99	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	–	0,00	0,03	6,90	1,28	294,35	2,03	466,82
Социальные отчисления, 30%			–	0,00	–	2,07	–	88,31	–	140,05
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4	46,40	0,03	0,35	1,28	14,85	2,03	23,55
Социальные отчисления, 30%			–	13,92	–	0,11	–	4,46	–	7,07
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	–	–	0,03	0,43	1,28	18,43	2,03	29,23
Социальные отчисления, 30%			–	–	–	0,13	–	5,53	–	8,77
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,44	0,03	7,59	1,28	323,66	2,03	513,31
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	сут	1433,00	4	5732,00	0,03	42,99	1,28	1834,24	2,03	2908,99
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615,00	–	–	–	–	–	–
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	–	–	–	–	1,28	287,49	2,03	455,94
Прокат ВЗД	сут	19,46	3	58,38	–	–	–	–	–	–
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	1,28	118,61	2,03	188,10
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	–	–	–	–	–	–	–	–
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	4	35,60	0,03	0,27	1,28	11,40	2,03	18,07
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	22,86	–	–	0,03	0,69	1,28	29,26	2,03	46,41
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	–	–	0,03	4,48	1,28	191,34	2,03	303,44
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,16	–	–	–	–	–	–
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	–	0,00	0,03	3,23	1,28	138,15	2,03	219,10
Эксплуатация трактора	сут	177,60	4	710,4	0,03	5,33	1,28	227,33	2,03	360,53

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4	401,60	0,03	3,01	1,28	128,51	2,03	203,81
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,03	0,17	1,28	7,08	2,03	11,23
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,03	5,82	1,28	248,47	2,03	394,06
Глинопорошок ПБМВ	т	75,40	–	–	1,17	88,22	13,03	982,46	8,03	605,46
Сода каустическая	т	875,20	–	–	0,02	17,50	0,16	140,03	0,10	87,52
Сода кальцинированная	т	183,30	–	–	0,02	3,67	0,40	7,33	0,24	43,99
KCl	т	215,60	–	–	–	–	–	–	–	–
Рас LV/Рас YV	т	983,00	–	–	0,22	216,26	1,79	1759,57	1,1	1081,3
Dril-Free	т	1054,10	–	–	–	–	1,63	1718,18	1,00	1054,10
Pole Vfd FL	т	168,30	–	–	4,56	767,45	102,49	17249,07	34,08	5735,66
CaCO <sub>3</sub>	т	198,60	–	–	–	–	–	–	–	–
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6	2,1	4,00	1,40	3,20	1,12	6,00	2,10
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	–	–	–	–	11,20	186,82	10,60	176,81
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	–	–	27,53	552,80	32,84	659,43	25,50	512,04
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	–	–	–	10721,23	–	1730,87	–	26675,48	–	15597,46
Затраты зависящие от объема работ										
Ш 393,7 НьюТекСервисез	шт	3852,70	–	–	–	–	2,00	7705,4	–	–
Бит 295,3 ВТ 419 CP IADC S123	шт	5234,40	–	–	–	–	–	–	1,00	5234,40
БИТ 215,9 ВТ 613 Т	шт	8845,60	–	–	–	–	–	–	–	–
Калибратор 393,7	шт	495,40	–	–	–	–	1,00	495,40	–	–
Калибратор 295,3	шт	458,90	–	–	–	–	–	–	1,00	458,90
Калибратор 215,9	шт	428,60	–	–	–	–	–	–	–	–
Транспортировка труб	т	4,91	0	0,00	18,40	90,34	24,80	121,77	48,60	238,63
Транспортировка долот	т	6,61	0	0,00	1,00	6,61	2,00	13,22	1,00	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	сут	1268,0								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	–	0,00	–	0,00	–	2783,35	–	8335,79	–	5938,54
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	–	–	–	10721,23	–	4514,22	–	35011,27	–	21536
Всего по сметному расчету, руб	126519,61									

Таблица В.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление 323,9 мм		Кондуктор 244,5 мм		ЭК 168,3 мм	
			количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,82	175,61	1,78	381,21	2,03	434,75
Социальные отчисления, 30%				52,68		114,36		130,43
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,82	9,51	1,78	20,65	2,03	23,55
Социальные отчисления, 30%				2,85		6,20		7,07
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,16	0,82	18,17	1,78	39,44	2,03	44,98
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,82	207,35	1,78	450,09	2,03	513,31
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,82	1175,06	1,78	2550,74	2,03	2908,99
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,82	343,91	1,78	746,53	2,03	851,38
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,82	113,89	1,78	247,22	2,03	281,95
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,82	82,69	1,78	179,50	2,03	204,71
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,82	7,30	1,78	15,84	2,03	18,07
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,82	82,33	1,78	178,71	2,03	203,81
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,82	138,82	1,78	301,34	2,03	343,66
Эксплуатация бульдозера	сут	148,30	0,82	121,61	1,78	263,97	2,03	301,05
Эксплуатация трактора	сут	177,60	0,82	145,63	1,78	316,13	2,03	360,53
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,41	16,00	131,36
Башмак колонный БК-3246	шт	100,50	1,00	100,50	–	–	–	–
Башмак колонный БК-324	шт	85,50	–	–	1,00	85,50	–	–
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	–	–	–	–	1,00	65,00
Башмак колонный БК-178	шт	45,50	–	–	–	–	–	–
Центратор ЦЦ-3246/490	шт	31,20	2	62,40	–	–	–	–
Центратор ЦЦ-324/394	шт	25,40	–	–	19	482,60	–	–
Центратор ЦЦ-245/295	шт	18,70	–	–	–	–	37	691,90
Центратор ЦЦ-178/216	шт	14,90	–	–	–	–	–	–
ЦОКДУ-324	шт	125,60	–	–	1,00	125,60	–	–
ЦКОДУ-245	шт	113,10	–	–	–	–	1,00	113,10
ЦКОДУ-178	шт	108,10	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Продавочная пробка ППЦ-324	шт	80,50	–	–	1,00	80,50	–	–
Продавочная пробка ППЦ-245	шт	59,15	–	–	–	–	1,00	59,15
Продавочная пробка ППЦ-168	шт	30,12	–	–	–	–	–	–
Головка цементирующая ГЦУ-324	шт	3960,00	–	–	1,00	3960,00	–	–
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	3320,00	–	–	–	–	1,00	3320,00
Головка цементирующая ГЦУ-1768	шт	2980,00	–	–	–	–	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	–	–	–	7509,87	–	10718,54	–	11008,75
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,21	–	–	714,00	26567,94	–	–
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	–	–	–	–	1659,00	47331,27
Обсадные трубы 167х9,2	м	21,47	–	–	–	–	–	–
Обсадные трубы 167х10,4	м	26,67	–	–	–	–	–	–
Портландцемент тампонажный ПЦТ-111-Об(4-6)-100	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	–	–
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ - I - 100	т	29,95	–	–	–	–	14,10	422,30
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	–	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	40,60	244,01
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,50	54,60
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,60	–	–	–	–	1,00	80,60
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	4,00	147,20
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	–	–	–	–	1,00	40,80
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	10,0	154,90	16,00	247,84	24,00	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,28	42,77	45,69	857,14	74,57	1398,93
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14,00	525,28
Перевозка вахт автотранспортом	сут	268,00	6351,60					
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	–	–	1809,32		29792,95		51949,49	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб					193513,10			
Всего по сметному расчету, руб					199846,70			

# Приложение Г

## Геолого-технический наряд

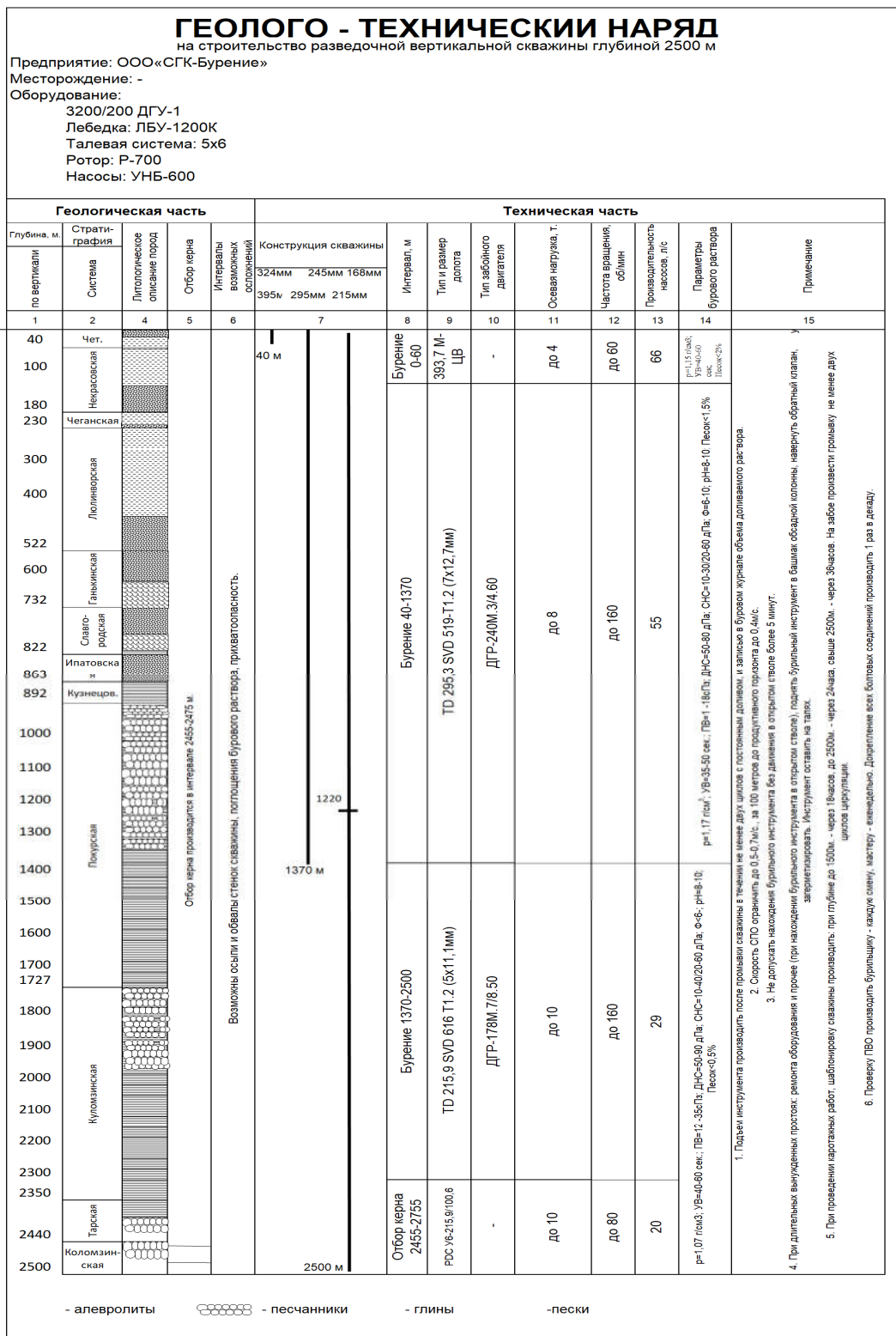


Рисунок Г.1 – Геолого-технический наряд