

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СООРУЖЕНИЕ РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2680 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2680)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Деев Вадим Викторович		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		11.06.2021

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Григорьевна	К.Э.Н.		15.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	—		15.06.2021

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2021

Томск – 2021 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

18.03.2021 Максимова Ю.А.

(Подпись)

Дата

(Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

<b>Бакалаврской работы</b>
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студент:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Деев Вадим Викторович

Тема работы:

<b>Технический проект на сооружение разведочной вертикальной скважины глубиной 2680 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-62/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

11.06.2021

**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>	1. ГТН (геолого-технический наряд)

<i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	
<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, Трубоченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Ассистент, Аверкиев Алексей Анатольевич
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Бурение на обсадных трубах	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	18.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		18.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Деев Вадим Викторович		18.03.2021

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 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:  
 Бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 11.06.2021

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	50
14.05.2021	3. Бурение на обсадных трубах	10
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	5

**СОСТАВИЛ:**  
**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		18.03.2021

**СОГЛАСОВАНО:**  
**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.03.2021

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

Студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б72Т	Деев Вадим Викторович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Примерный бюджет проекта 350 000 тыс. руб; В реализации проекта участвует одна буровая бригада из 30 человек: буровой мастер, бурильщик, помощник бурильщика, электромонтёр, слесарь, инженер СБР.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Надбавка за вахтовый метод работы 16%; Районный коэффициент 50% Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2021) 12 792 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС 20%

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

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	Расчет затрат времени по видам работ – 6,73 суток.
2. Линейный календарный график работы бригады	Состав и количество рабочих буровой бригады – 4 вахты. График работы – 28/28.
3. Расчет заработной платы	Расчет оплаты труда исполнителей – 481 126,2 р.
4. Корректировка сметной стоимости строительства скважины	Расчет сметной стоимости строительства скважины, а также технико-экономических показателей – 12 510 610 руб. Определение проектной продолжительности бурения – 99 478,28 руб. Крепления скважины – 84 7507,13 р.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	18.03.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	канд.экон.наук, доцент		18.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б72Т	Деев Вадим Викторович		18.03.2021

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б72Т	Деев Вадим Викторович

<b>Школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	«Нефтегазовое дело» «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2680 на нефтяном месторождении (Тюменская область)

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования: технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2680 на нефтяном месторождении (Тюменская область). Буровая площадка.</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда.</li> <li>- СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.</li> <li>- ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.</li> <li>- ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.</li> <li>- ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.</li> <li>- ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.</li> <li>- ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</li> <li>- ГОСТ Р 12.4.185-99 ССБТ. Средства индивидуальной защиты от пониженных температур. Методы определения теплоизоляции комплекта.</li> <li>- ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.</li> <li>- СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий.</li> <li>- ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.</li> <li>- СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение.</li> </ul>
---	--

<p><b>2. Производственная безопасность:</b>  2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов  2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:  - повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны в условиях местности приравненной к районам крайнего севера;  - повышенный уровень шума;  - повышенный уровень вибрации;  - недостаточное освещение рабочей зоны;  - повышенная запыленность и загазованность;  - повреждения в результате контакта с насекомыми;  - необходимые средства защиты от вредных факторов.  Опасные факторы:  - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;  - поражение электрическим током;  - возникновение пожаров;  - необходимые средства защиты от опасных факторов.</p>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);  - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора);  - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>Возможные ЧС:  - лесные пожары;  - ГНВП;  - возгорание ГСМ;  - разрушение буровой установки.  Наиболее типичная ЧС:  - нефтегазоводопроявление.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		18.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Деев Вадим Викторович		18.03.2021



## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 90 страницы без учета приложений, 12 рисунков, 41 таблиц, 25 литературных источника, 2 приложения.

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

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2680 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2680 м на месторождении Тюменской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Проанализировать возможность применения технологии бурения на обсадных трубах при строительстве нефтяных и газовых скважин.
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 термины с соответствующими определениями:

**Скважина:** цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной;

**Газонефтеводопроявление:** поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

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 – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементировочная нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементировочный агрегат

## Оглавление

Введение.....	13
1 Горно-геологические условия бурения скважины.....	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	15
К <sub>1</sub> (АС <sub>10</sub> ).....	15
К <sub>1</sub> (АС <sub>11</sub> ).....	15
К <sub>1</sub> (АС <sub>12</sub> ).....	15
1.3 Зоны возможных осложнений.....	15
2 Технологическая часть.....	16
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	16
2.2 Проектирование конструкции скважины.....	16
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	16
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	19
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	21
2.3 Проектирование процессов углубление 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
2.3.4 Расчет частоты вращения долот.....	24
2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	25
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	25
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	24
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	32
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	36
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
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	42
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	43
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	46
2.5 Выбор буровой установки.....	49
3 Специальная часть.....	50
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	63
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	63
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	64
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	65

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	67
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента .....	68
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	68
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы .....	71
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы .....	71
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.....	71
4.2 Линейный календарный график выполнения работ .....	72
4.3 Расчет заработной платы .....	74
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины .....	77
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	77
4.4.2 Расчет технико-экономических показателей.....	78
5 Социальная ответственность.....	81
5.1 Производственная безопасность.....	81
5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов .....	82
5.3 Опасные производственные факторы .....	86
5.4 Экологическая безопасность.....	88
5.4.1 Влияние на атмосферу .....	88
5.4.2 Влияние на гидросферу .....	89
5.4.3 Влияние на литосферу .....	89
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	90
Заключение .....	92
Список литературы .....	93
Приложение А. Геологические условия бурения.....	96
Приложение В. Финансовые расчеты по строительству скважины.....	101
Приложение С. Сметная стоимость строительства скважины .....	105

## **Введение**

В современном мире нефть и газ являются самыми важными природными ресурсами, без которых человечество просто не сможет нормально существовать. Именно поэтому добыча этих ископаемых является приоритетной в наше время.

Первые упоминания о применении бурения для поисков нефти относятся к 30–м годам XIX века. На Тамани, прежде чем рыть нефтяные колодцы, производили предварительную разведку буравом. Очевидец оставил описание: «Когда предполагают выкопать в новом месте колодец, то сначала пробуют буравом землю, вдавливая оный и подливая немного воды, дабы он ходше входил и по вынятию оногo, есть ли будет держаться нефть, то на сем месте начинают копать четырехугольную яму» [13; 14].

Выпускная квалификационная работа представляет собой технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины на нефтяном месторождении Тюменской области.

Работа состоит из решений, которые включают в себе все основные сферы: технологической, обслуживающей, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

В спец разделе выпускной квалификационной работы были разработаны меры профилактики прихватов хвостовиков.

# 1 Горно-геологические условия бурения скважины

## 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.1 приложения А.

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

Градиенты давлений и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Градиенты давлений и температуры по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент, кгс/см <sup>2</sup> на м		Температура в конце интервала, °С
	от	до	Пластового, (кгс/см <sup>2</sup> )/м	Гидроразрыва, (кгс/см <sup>2</sup> )/м	
Q-P <sub>3/2</sub>	0	690	0,1	0,2	24,8
P <sub>2/2</sub> -K <sub>2</sub>	690	1110	0,1	0,2	39,9
K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	1110	2015	0,1	0,170	72,5
K <sub>1</sub>	2015	2500	0,1	0,165	86,4
K <sub>1</sub> (AC <sub>10</sub> )	2500	2550	0,99	0,162	88,2
K <sub>1</sub> (AC <sub>11</sub> )	2560	2610	0,99	0,160	90,3
K <sub>1</sub> (AC <sub>12</sub> )	2615	2650	0,99	0,160	97,4

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 97,4°.

Краткая характеристика геологических условий бурения.

Интервал 0–520 м в большей части сложен мягкими слабосцементированными породами, такими как: глина, алевролиты и песок. Поэтому в данном интервале необходимо использовать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить мягкие породы, а также обеспечить должную устойчивость стенок скважины.

Интервал 520–2680 м сложен алевролитами, аргиллитами, а также песчаником которые имеют среднюю и высокую твердость. Интервал продуктивных пластов так же сложен алевролитом, аргиллитом, песчаником, который также имеет высокую твердость.

Поэтому в данном интервале необходимо использовать породоразрушающий инструмент, позволяющие бурить средние и твердые породы.

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>
	от	до				
K <sub>1</sub> (AC <sub>10</sub> )	2500	2550	Поровый	0,79	150	59
K <sub>1</sub> (AC <sub>11</sub> )	2560	2610	Поровый	0,77	160	64
K <sub>1</sub> (AC <sub>12</sub> )	2615	2650	Поровый	0,78	200	66

## 1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные зоны осложнений представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q-P <sub>3/2</sub>	0	690	Поглощение бурового раствора
Q-P <sub>2/2</sub>	0	690	
P <sub>2/2</sub> -K <sub>1</sub>	690	2015	Осыпи и обвалы
K <sub>1</sub>	2015	2200	
K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	1110	2015	
K <sub>1</sub> (AC <sub>10</sub> )	2500	2550	Нефтеводопроявления
K <sub>1</sub> (AC <sub>11</sub> )	2560	2610	
K <sub>1</sub> (AC <sub>12</sub> )	2615	2650	
Q-P <sub>2/2</sub>	0	690	Прихватоопасная зона
K <sub>2</sub>	1110	1550	
K <sub>1</sub>	1550	2650	

## **2 Технологическая часть**

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

Проектируется вертикальная скважина, поэтому расчеты профиля не проводятся.

### **2.2 Проектирование конструкции скважины**

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

Для разведочных и параметрических скважин, где предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, необходимо проектировать забой закрытого типа. Данный способ заканчивания позволяет добиться качественного крепления стенок скважины, избежать заколонных перетоков, а также сохранить ствол скважины до проведения последующих работ (нередко разведочные скважины переводят в эксплуатационные или нагнетательные).

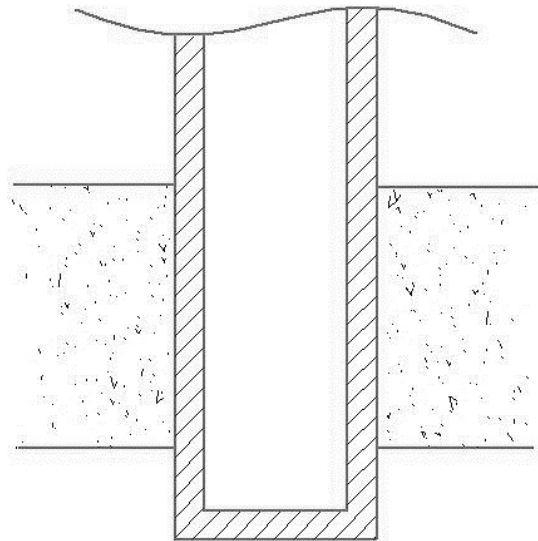


Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа



## 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по графику совмещенных давлений решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

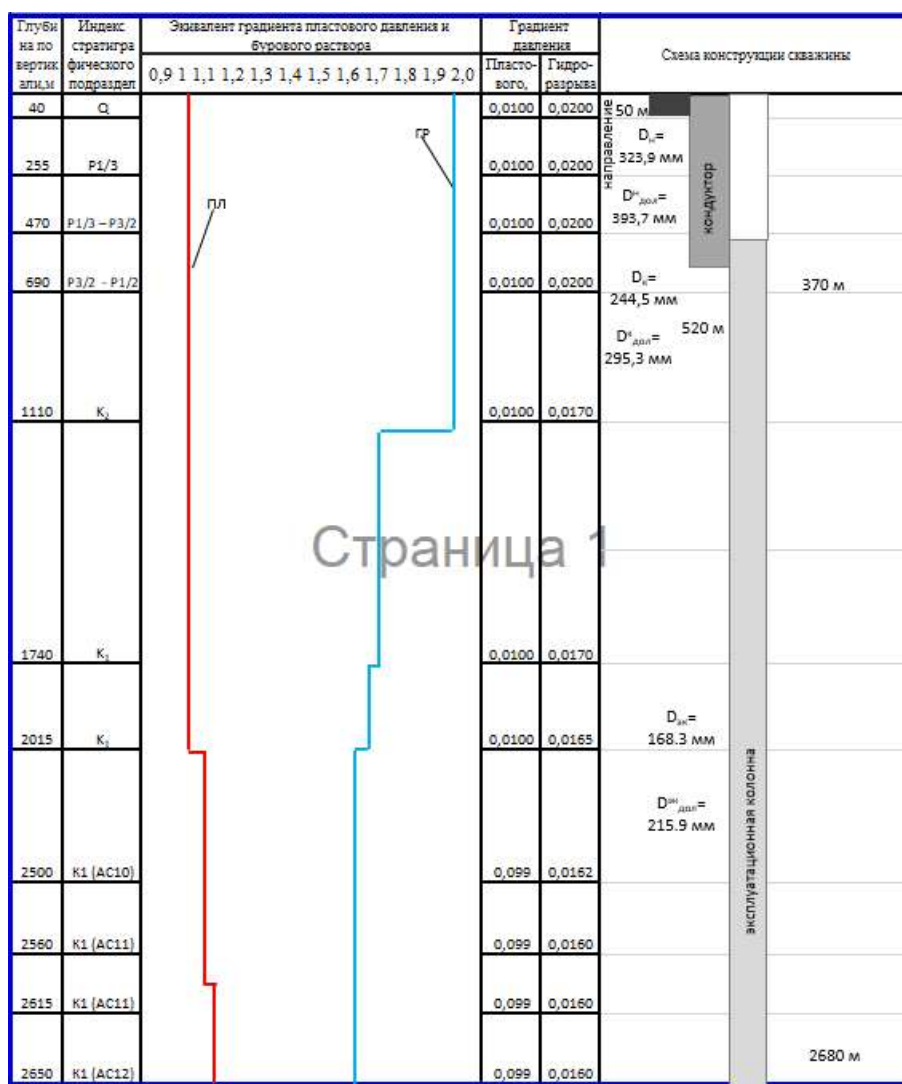


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

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

Мощность четвертичных отложений составляет 40 метров, так как направление рекомендуется спускать с учетом перекрытия их на 10 метров, то глубина спуска направления будет считаться 50 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. Основным условием при определении глубины спуска предыдущей колонны является предотвращение гидроразрыва горных пород у башмака предыдущей колонны в случае открытого флюидопроявления. Данное условие является необходимым, т.к. в случае гидроразрыва горных пород под башмаком колонны в процессе ликвидации ГНВП, создать противодействие на пласт будет практически невозможно. Исходя из расчетов (Таблица 4), было принято решение спускать кондуктор на глубину 520 м.

Таблица 4 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	$K_1 (AC_{10})$	$K_1 (AC_{11})$	$K_1 (AC_{12})$
Глубина кровли продуктивного пласта - $L_{кр}$	2500	2560	2615
Градиент пластового давления в кровле пласта - $\Gamma_{пл}$	0,099	0,099	0,099
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине - $\Gamma_{грп}$	0,2	0,2	0,2
Плотность нефти – $\rho_n$	796	775	788
Расчетные значения			
Пластовое давление	247,5	253,44	258,88
$L_{конд\ min}$	470	520	510
Запас	1,10	1,10	1,10
Принимаемая глубина	520		

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2680 м.

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

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

1. Направление, кондуктор цементируются на всю длину.
2. Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Интервал цементирования будет составлять 370 – 2680 м.

#### **2.2.5 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 19,4 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле 1:

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

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

$\Delta$  – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный 19,4 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 207,1 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Расчет Кондуктора:

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле 2:

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

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

$(10 \div 14)$  – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора, берем равный 12 мм.

$$D_{\text{к вн}} = 225,9 \text{ мм.}$$

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

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 25,4 мм. Значит диаметр долота под кондуктор считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 269,9 \text{ мм.} \quad (1)$$

Диаметр долота равен 295,3 мм.

Расчет Направления:

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле 2.

$$D_{\text{к вн}} = 305,3 \text{ мм.} \quad (2)$$

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

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 27,1 мм. Значит диаметр долота под направление считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 378,1 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 393,7 мм.

Запроектированные диаметры долот и обсадных колонн представлены на рисунке 3.

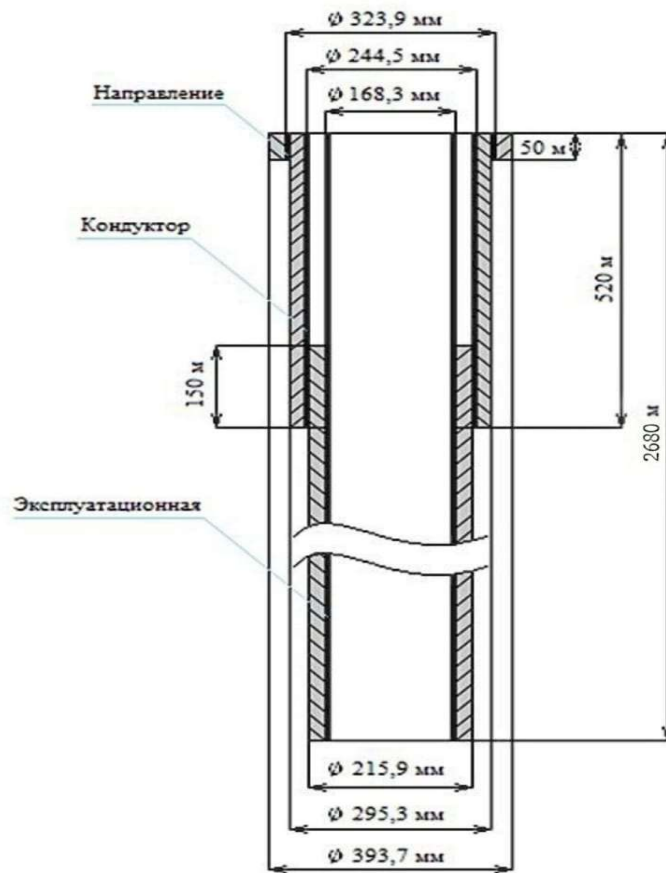


Рисунок 3 – Проектная конструкция скважины

### 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Рассчитаем максимальное устьевое давление скважины по формуле:

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

где  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, 24,75 МПа;

$\rho_{\text{н}}$  – плотность нефти, 760 кг/м<sup>3</sup>;

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

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

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}} = 25,34 - 760 \cdot 9,81 \cdot 2560 = 5,88 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{пл}} = \text{grad}_i P_{\text{пл}} \cdot H_i, \quad (4)$$

где  $\text{grad}_i P_{\text{пл}}$  – градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м;

$$P_{\text{пл1}} = 0,099 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} \cdot 2500 \text{ м} = 24,75 \text{ МПа},$$

$$P_{пл2} = 0,099 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} \cdot 2560 \text{ м} = 25,34 \text{ МПа},$$

$$P_{пл3} = 0,099 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} \cdot 2615 \text{ м} = 25,89 \text{ МПа}.$$

Величина максимального устьевого давления составляет 5,88 МПа.

Выбираем противовыбросовое оборудование ОП5 – 230/80х35, 230 – условный диаметр проходного превенторного блока, мм; 80 – условный диаметр прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа.

Для бурения скважины используем колонную обвязку ОКК1-14-168х245 К1 ХЛ.

## 2.3 Проектирование процессов углубление 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 и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	520	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
520	2660	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2660	2680	Роторный (Отбор керна)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется специальное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно. Для интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну запроектированы долота типа PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Запроектированные долота по интервалам

Интервал		0-50	50-520	520-2680
Шифр долота		393,7 В 419 ТСР	БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	БИТ 215,9 В 516 У
Тип долота		PDC	PDC	PDC
Диаметр (долото), мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 152	3 117
	API	6 5/8	11 5/8	4 1/2
Длина, м		0,4	0,3	0,2
Масса, кг		163	95	20
G, тс	Рекомендуемая	5-12	2-10	2-10
	Предельная	12	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	80-400	60-400	60-400
	Предельная	400	400	400

### 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 осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов осевой нагрузки на долото

Интервал	0-50	50-520	520-2680
Исходные данные			
$D_d$ , см	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$ , Т	12	10	10
Результаты проектирования			
$G_{доп}$ , Т	9,6	8	8
$G_{проект}$ , Т	5	8	8

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 5 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долот

Для всех интервалов бурения частота вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчет частоты вращения долот приведены таблице 8.

Таблица 8 – Результат расчета частоты вращения долот

Интервал	0-50	50-520	520-2680	
Исходные данные				
$V_d$ , м/с	3,4	2	2	
$D_d$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
$n_1$ , об/мин	165	129	177	
$n_{стат}$ , об/мин	40-60	100-180	140-200	
$n_{проект}$ , об/мин	60	140	180	



В интервале бурения под направление 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 средние статистические значения оборотов.

### **2.3.5 Расчет 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 9.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 40 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 32 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 9 – Расход бурового раствора

Интервал	0-50	50-520	520-2680
Исходные данные			
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2159
$K$	0,65	0,5	0,4
$K_k$	1,3	1,3	1,25
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,14	0,1
$V_m$ , м/ч	40	35	30
$d_{бг}$ , м	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$ , м	0,0115	0,0095	0,0079
$n$	6	6	5
$V_{кмин}$ , м/с	0,5	0,5	1,0
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,12	1,12	1,07
$\rho_п$ , г/см <sup>3</sup>	2,1	2,1	2,1
Результаты проектирования			
$Q_1$ , л/с	79	34	15
$Q_2$ , л/с	83	40	18
$Q_3$ , л/с	55	28	24
$Q_4$ , л/с	41	34	23
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q$ , л/с	41-83	28-40	32-40
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q_{проект}$ , л/с	70	40	32

где  $Q_1$  – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины;  $Q_2$  – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность;  $Q_3$  – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов;  $Q_4$  – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота.

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Расчет параметров забойных двигателей представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры забойных двигателей

Интервал		0-50	50-520	520-2680
Исходные данные				
Дд	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Goc, кН		5	8	8
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Дзд, мм		-	236	173
Мр, Н*м		-	443	327
Мо, Н*м		-	148	108
Муд, Н*м/кН		-	37	27

Бурение интервала под направление 0–50 метров производится роторным способом. Для интервала бурения 50–520 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240 РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ–172 РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240 РС	50-520	240	9140	2450	30-75	105-270	12,5	53-275
ДРУ-172 РС	520-2680	178	8800	1687	19-38	125-250	19,6	76-412

### 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».

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины, геологических условий, бурового раствора и ее конструкции. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки. Компоновки низа бурильной колонны приведены в таблицах 12, 13, 14, 15.

Таблица 12 – КНБК для бурения интервала под направление

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-50 м)							
1	393,7 В 419 ТСР	0,46	393,7	-	3-171	Ниппель	0,250
2	Переводник М-171/171	0,517	229	100	3-171	Муфта	0,093
					3-171	Муфта	
3	КЛС 390 М	1,1	390	100	3-171	Ниппель	0,515
					3-171	Муфта	
4	УБТС-203	24	203	100	3-171	Ниппель	5,136
					3-171	Муфта	
5	БОКС-203	0,41	203	-	3-171	Ниппель	0,070
					3-171	Муфта	
6	Переводник П-133/171	0,52	203	122	3-171	Ниппель	0,087
					3-133	Муфта	
7	ПК-127x9,19 Е	23	127	108,6	3-133	Ниппель	0,717
					3-133	Муфта	

Таблица 13 – КНБК для бурения интервала под кондуктор

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50-520 м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	0,33	295,3	-	3-152	Ниппель	0,033
2	Переводник М- 152/152	0,517	197	122	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	КП 295 СТ	0,9	295	100	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник Н- 152/152	0,517	197	89	3-152	Ниппель	0,060
					3-152	Ниппель	
5	ДРУ-240 РС	9,14	240	-	3-152	Муфта	2,450
					3-171	Муфта	
6	Обратный клапан БОКС-203	0,41	203	-	3-171	Ниппель	0,070
					3-171	Муфта	
7	УБТС-203	36	203	100	3-171	Ниппель	7,704
					3-177	Муфта	
8	Переводник П- 147/171	0,517	203	101	3-177	Ниппель	0,063
					3-147	Муфта	
9	УБТ-178	24	178	80	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
10	Переводник П- 133/147	0,527	178	101	3-147	Ниппель	0,063
					3-133	Муфта	
11	ПК-127х9,19	447	127	108,6	3-133	Ниппель	13,959
					3-133	Муфта	

Таблица 14 – КНБК для бурения под эксплуатационную колонну

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (520–2680 м)							
1	БИТ 215,9 В 516 У	0,27	215,9	–	3-117	Ниппель	0,048
2	Переводник М-117/117	0,47	140	78	3-117	Муфта	0,037
					3-117	Ниппель	
3	КС 189 СТ	0,90	172	79	3-117	Муфта	0,058
					3-117	Ниппель	
4	Переводник Н-117/117	0,457	140	58	3-117	Муфта	0,030
					3-117	Муфта	
5	ДРУ2-172РС	8,81	172	–	3-117	Муфта	1,587
					3-147	Муфта	
6	Обратный клапан КОБК 178	0,42	178	–	3-147	Ниппель	0,050
					3-147	Муфта	
7	УБТ-178	66	178	80	3-147	Ниппель	10,296
					3-147	Муфта	
8	Переводник П-133/147	0,527	178	101	3-147	Ниппель	0,063
					3-133	Муфта	
9	ПК-127х9,19	2602	127	108,6	3-133	Ниппель	81,223
					3-133	Муфта	

Таблица 15 – КНБК для отбора керна (2660-2680 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2660–2680 м)							
1	БИТ 215,9/100 В 613	0,27	215,9	101,6	3-161	Муфта	0,020
2	КИ 7.1. 172/100	21	172	100	3-161	Ниппель	1,400
					3-161	Муфта	
3	Переводник П-147х161	0,5	203	80	3-161	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы 15

4	УБТ-178	52	178	80	3-147	Ниппель	8,112
					3-147	Муфта	
5	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,063
					3-133	Муфта	
6	ПК-127x9,19	2606	127	108,6	3-133 3-133	Ниппель	81,350

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 16.

Таблица 16 – 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
Направление													
0-50 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,163	0,163	–	–	–
	УБТ	203	100,0	–	–	–	30	0,1930	5,790	5,953	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	19,6	0,0312	0,656	6,609	1,87	>10	>10
Кондуктор													
50-520 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	–	0,095	0,095	–	–	–
	Двигатель	240	–	–	–	–	9,14	–	2,450	2,545	–	–	–
	УБТ	203	80	–	–	–	36	0,2150	7,740	10,29	–	–	–
	УБТ	178	80	49	–	–	48	0,156	3,744	14,03	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	450,56	0,0312	14,77	28,80	–	7,89	4,76
Эксплуатационная колонна													
2660-2680 Отбор керна КНБК №3	Долото	215,9	–	–	–	–	0,27	–	30	30	–	–	–
	СК1 195/100РС	195	100	–	–	–	21	–	700	730	–	–	–
	УБТ	178,0	80	–	–	–	24	0,1495	3,744	4,474	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	М	ЗП-162-92	2634	3122	81,34	93,31	–	–	–
520-2680 Бурение КНБК №4	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,048	0,048	–	–	–
	Двигатель	178	–	–	–	–	8,21	–	2,017	2,065	–	–	–
	УБТ	178	80	–	–	–	66	0,1500	9,900	11,97	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	М	ЗП-162-92	2605	0,0312	81,34	93,31	–	2,73	1,74

### 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

#### Направление

Верхняя часть разреза скважины представлена четвертичными отложениями, а именно песком и глиной. Для бурения этого интервала будет применяться вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Каустическая сода (NaOH)	Регулятор щелочности (pH)	Регулирование щелочности среды	1
Бентонитовый глинопоршок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	80
Баритовый концентрат КБ-3	Утяжелители	Регулирование плотности	160

После приготовления бентонитовый буровой раствор обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 18.

Таблица 18 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,12
Условная вязкость, с	120-180
Содержание песка, %	< 3%



## Кондуктор

При бурения интервала под кондуктор будет применен полимер-глинистый буровой раствор, для того чтобы предотвратить осыпи и овалы стенок скважины, так как данный интервал представлен в основном глинами и песчаником. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Каустическая сода (NaOH)	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,8
Кальцинированная сода (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )	Регулятор щелочности (Ph)	Осаждение ионов Ca <sup>++</sup>	0,5
Бентонитовый глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	60
Камцел-1000	Структурообразователь	Является понизителем водоотдачи	2
Баритовый концентрат КБ-3	Утяжелитель	Регулирование плотности	160
Гипан	Загуститель	Снижение фильтрации и загущение	1
БСР	Ингибитор	Разжижающая добавка, снижение сальникообразования	2,5

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 20.

Таблица 20 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,12
Условная вязкость, с	80-120 (в ММП 120-180)
ДНС, дПа	50-130
СНС 10 сек/10 мин, дПа	5-70/75-105
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	≤12
рН	8-9,5
Содержание песка, %	≤ 3

### Эксплуатационная колонна

Для бурения интервалов под эксплуатационную колонну будет использоваться полимер-глинистый буровой раствор на водной основе. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Каустическая сода (NaOH)	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5
Кальцинированная сода (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )	Регулятор щелочности (Ph)	Осаждение ионов Ca <sup>++</sup>	0,5
Seurvey FL	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	1,8
Seurvey D1	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств, селективный флокулянт	0,8
Ксантановый биополимер	Загуститель	Загуститель, регулирование структурно-механических свойств.	0,8
БСР	Ингибитор	Разжижающая добавка, снижение сальникообразования	1
Лубрикант	Смазочные добавки	Снижение силы трения между колонной бурильных труб и стенкой скважины	4,5
Тесил	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,5

Продолжение таблицы 21

Atren-bio	Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	0,5
Кольматан карбоната кальция (КС-10, КС-40)	Утяжелитель	Материал для борьбы с поглощениями буровых растворов, формирует непроницаемую корку низкой проницаемости, обеспечивает минимальное загрязнение продуктивных пластов	120

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 22.

Таблица 22 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,07
Условная вязкость, с	23-35
Пластическая вязкость, сПз	Не менее 20
ДНС, дПа	Не менее 35
СНС 10 сек/10 мин, дПа	5-30/10-50
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	≤ 8
рН	7-9
Содержание песка, %	≤ 0,5
Коэффициент трения K <sub>тр</sub>	≤ 0,05
Содержание твердой фазы %	≤ 12

### Интервал вскрытия продуктивного пласта

При бурении в интервале продуктивного пласта следует применять тот же самый раствор, на котором производилось бурение всего интервала под эксплуатационную колонну с использованием кольматирующих и смазывающих добавок. Технический результат сохранение смазочных, фильтрационных и противоприхватных свойств.

### 2.3.9 Выбор 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 23, 24, 25.

Таблица 23 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно-логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромони торные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	50	бурение	0,48	0,058	периферийная	6	11,1	120,6	674,2
Под кондуктор									
50	520	бурение	0,55	0,059	периферийная	9	9,5	94,5	237
Под эксплуатационную колонну									
520	2680	бурение	0,969	0,088	периферийная	8	10	68	93,8

Таблица 24 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	0,9	180	219,6	100	85	35,03	70,07
50	520	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	0,9	170	247,5	100	85	20,07	40,15
520	2680	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	0,9	170	247,5	100	85	32,06	32,06

Таблица 25 – 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	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	112,8	96,2	0	5,8	0,9	10
50	520	БУРЕНИЕ	165,3	59	34,7	48,9	12,7	10
520	3170	БУРЕНИЕ	240,9	29,3	25	101,2	75,4	10

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

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна: 2660–2680 м.

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

В таблице 26 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 26 – 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
2660-2680	КИ 7.1. 172/100	2-5	20-40	15-20

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу. Исходные данные к расчету представлены в таблице 26.

Таблица 27 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

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>	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1860
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	791	Глубина скважины, м	2680
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	370	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	800
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$ , м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$ , м	1786,7

## 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 два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 4, 5 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

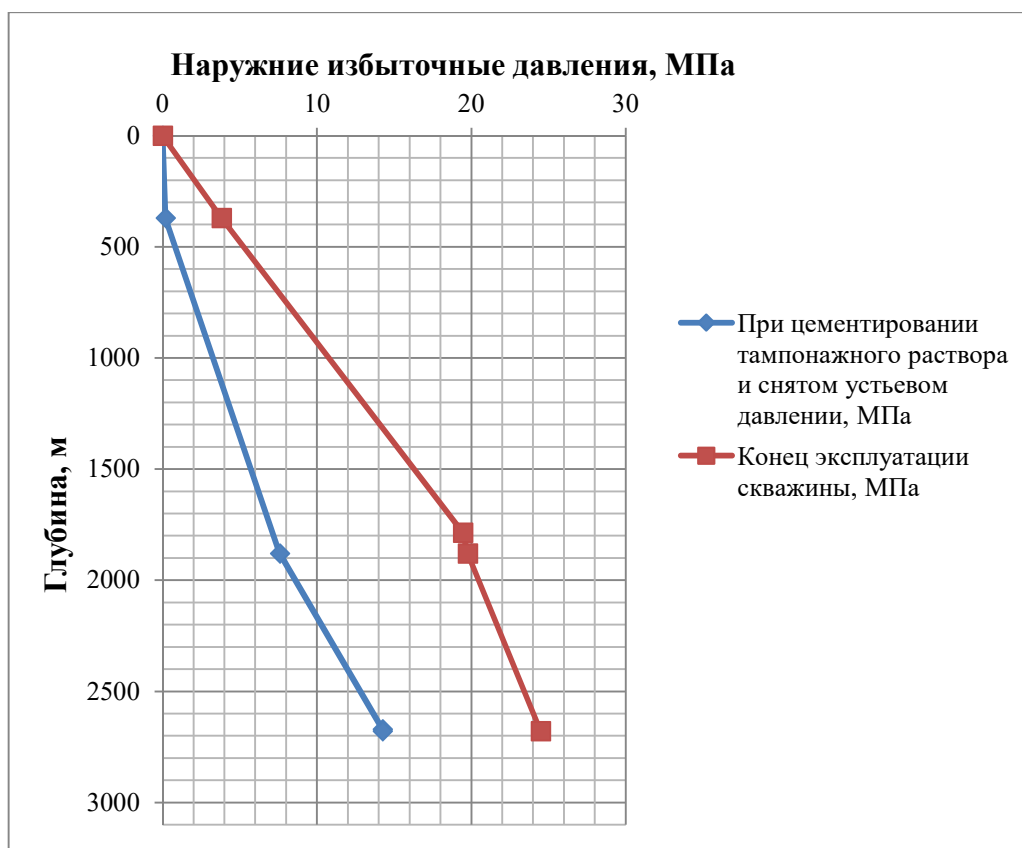


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

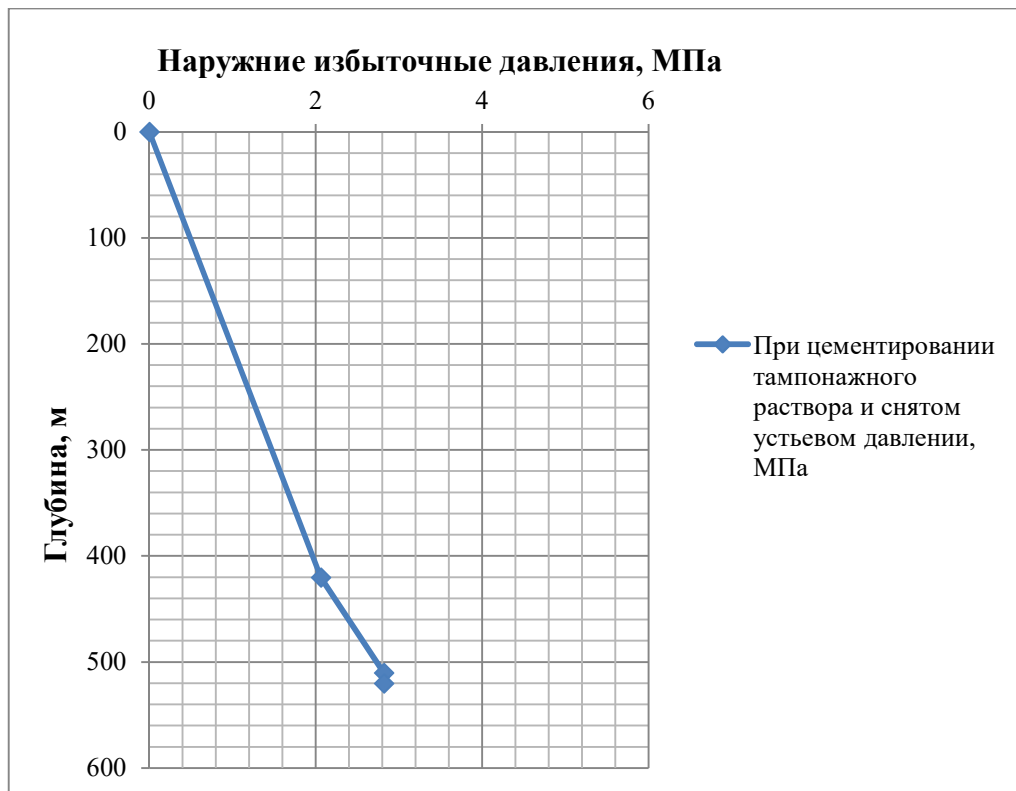


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (5)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 6,7.





Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений в ЭК.

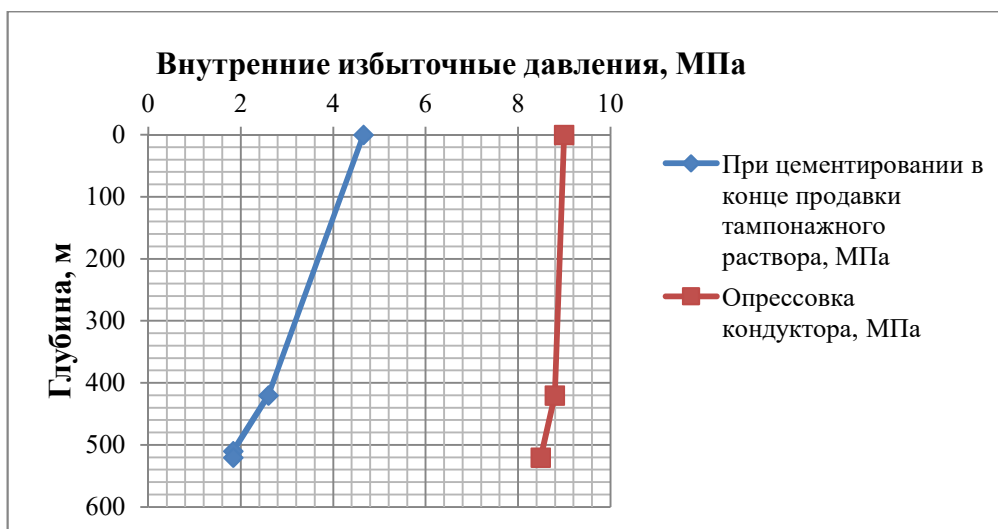


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений в кондукторе.

## Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секции	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	50	67	3350	3350	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	520	47	24440	40200	0-520
Эксплуатационная колонна								
1	ГТМ	Д	10,6	230	41,3	9499	95984	2450-2680
2	ОТТМ	Д	8,9	2450	35,3	86485		0-2450

### 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 28.

Таблица 28 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D <sub>усл.</sub> мм	Наименование, Шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт.	Суммарное количество, шт.
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление, 324мм	Башмак БКМ-324	50	50	1	1
	Клапан обратный ЦКОД-324	40	40	1	1
	Центратор пружинный ЦПЦ-324/394	0	50	4	4

Продолжение таблицы 28

Кондуктор, 245мм	Башмак БКМ-245	520	520	1	1
	Клапан обратный ЦКОД-245	510	510	1	1
	Центратор пружинный ЦПЦ-245/295	0	50	6	18
		50	520	14	
Эксплуатационн ая колонна, 169 мм	Башмак БКМ-169	2680	2680	1	1
	Клапан обратный ЦКОД-169	2670	2670	1	1
	Центратор пружинный ЦПЦ-169/216	0	2400	53	74
		2400	2680	21	
	Турбулизатор ЦТ-169/216	0	2680	12	12

### 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

#### Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (6)$$

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

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

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

$$40,6281 + 3,484 \leq 0,95 * 0,01961,$$

$$44,1121 \leq 49,9352.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

## Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 29 представлены объёмы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 29 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объёмов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объём жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объём воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	10	2	1050	2	МБП-СМ	0,012
		8	1050	4	МБП-СМ	0,048
Продавочная жидкость	45,36		1000	19,32	–	–
Облегченный тампонажный раствор	8,34		1500	5,96	ПЦТ–III–Об(4-6) -100	7,36
					НТФ	0,06
Нормальной плотности тампонажный раствор	18,045		1860	21,22	ПЦТ–III–Об(4-6) -100	16,37
					НТФ	0,06

## Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{\text{сyx}} / G_{\text{б}}, \quad (7)$$

$G_{\text{б}}$  – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого»

Для цемента нормальной плотности

$$m = 16,37 / 13 = 1,25 \text{ (требуется дозатарка цемента во время приготовления)}$$

Для облегченного

$$m = 7,36 / 10 = 0,73 \text{ (требуется дозатарка цемента во время приготовления)}$$

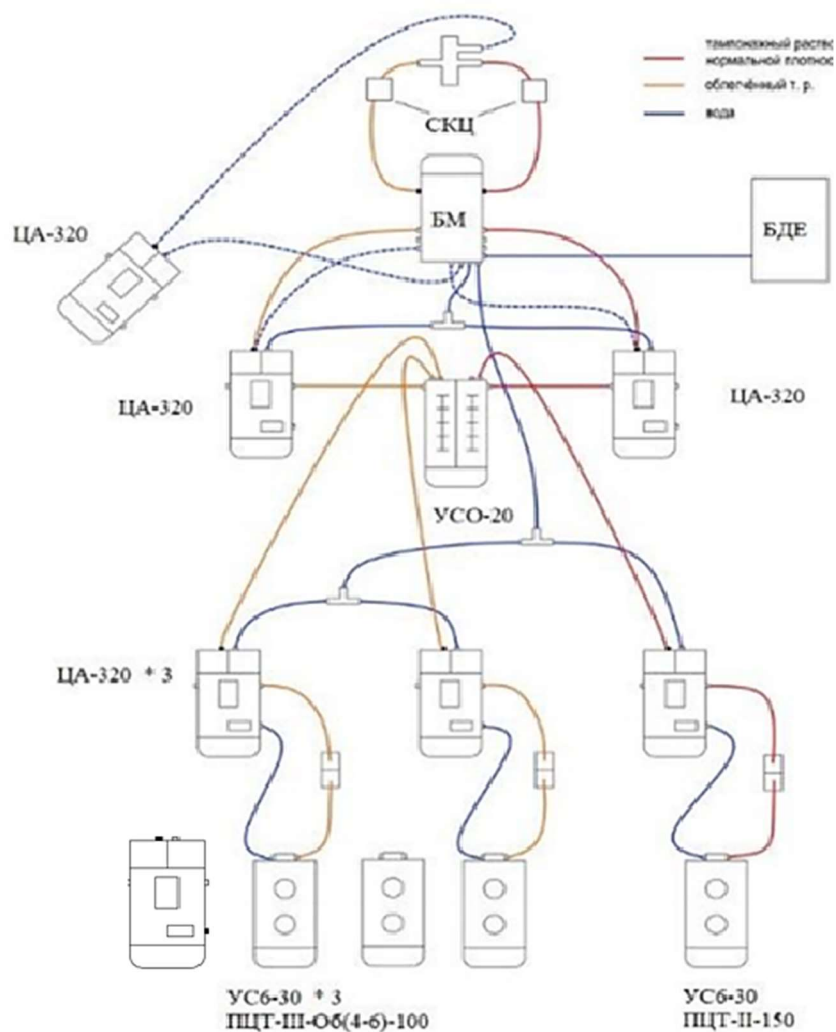


Рисунок 8 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

1 – цементносмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины.

## 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

### Выбор жидкости глушения

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

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 8.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1107,9 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad (8)$$

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

$P_{пл}$  – 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 9.

$$V_{ж.г.} = 2 V_{внЭК} = 2 \cdot 45,52 = 91,04 \text{ м}^3. \quad (9)$$

$V_{внЭК}$  – внутренний объем ЭК, м<sup>3</sup>,

## 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.

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

В таблицу 30 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 30 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
1	2	3	4	5	6
25	НКТ	Кумулятивная	ПКТ73У	20	Один спуск (максимальная длина перфоратора 150м)

## **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 ИПТ-127.

## **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 песчанником 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 АФ6 – 80/65х35.

## 2.5 Выбор буровой установки

Проектируется применение буровой установки МБУ3200/200 ДЭР, запроектированная буровая установка представлена в таблице 31.

Таблица 31 – Запроектированная буровая установка

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q <sub>бк</sub> )	93,42	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 93,42
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q <sub>об</sub> )	95,98	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 95,98
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q <sub>пр</sub> )	121,4	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/121,4 = 1,64 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G <sub>кр</sub> )	200		

### **3 Специальная часть**

#### **Меры профилактики прихватов хвостовиков**

В процессе проводки скважины особое внимание акцентируют за свойствами бурового раствора и режима промывки скважины, особое внимание нужно уделить следующим параметрам ПЖ:

Плотность  $\rho$  г/см<sup>3</sup> –1,05–1,18 не допускать превышение плотности.

КТК-коэффициент трения не более (0.03–0.05) не допускать превышение КТК, в случаи превышение дообработать смазочной добавкой для БР.

Водородный показатель рН, для эффективной работы полимеров необходимо поддерживать параметр в пределах 8–9 рН, при значении рН меньше 8, обработать каустической содой.

Показатель фильтрации В, см<sup>3</sup>/30 мин, не более 7, при росте водоотдаче произвести обработку модифицированным крахмалом.

#### **Технология приготовления и обработки пресного биополимерного бурового раствора**

Пресный биополимерный раствор (ПБР) предназначен, для вскрытия продуктивных пластов при бурении под хвостовики, в том числе при бурении в водоохраных зонах. ПБР приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Состав ПБР

Химический реагент	Издержка	
	% вес	кг/м <sup>3</sup>
Ведущие реагенты		
Натрий-карбоксиметилцеллюлозная (или модифицированный крахмал)	0,7-0,8 (1,5-2,5)	7,0-8,0 (15,0-25,0)
Ксантановая смола	0,25-0,40	2,5-4,0
КС (кольматант)	5,0-30,0	50,0-300,0
Вспомогательные реагенты (по необходимости)		
Замедлитель глин	в зависимости от типа реагента	
Смазка	0,15-0,30	1,5-3,0
Бикарбонат натрия (NaHCO <sub>3</sub> )	≤ 0,05	≤ 0,5
Кальцинированная сода (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )		
Каустическая сода (NaOH)		
Бактерицид		
Пенегаситель	≤ 0,04	≤ 0,4
НТФ	не более 0,2 кг	
<p>- Концентрация ингибитор глин в буровом растворе зависит от типа применяемого реагента и устанавливается индивидуально на основании рекомендаций завода-изготовителя.</p> <p>- Данная концентрация приведена для большинства смазывающих добавок. В индивидуальном порядке концентрация смазывающей добавки может изменена на основании рекомендаций</p>		

### Параметры ПБР

-плотность $\rho$ , г/см <sup>3</sup> .....	1,05–1,18
-условная вязкость $T$ , с.....	35–50
-показатель фильтрации $V$ , см <sup>3</sup> /30 мин по стандарту АНИ, не более.....	7
-статическое напряжение сдвига СНС, дПа:	
за 10 с.....	15–45
за 10 мин.....	25–60
-водородный показатель, рН.....	8–9
-пластическая вязкость $\eta$ , мПа×с, не более.....	15

-динамическое напряжение сдвига $t_0$ , дПа, не менее.....	80
-содержание коллоидной фазы, кг/м <sup>3</sup> , не более.....	21
-коэффициент трения, $K_{тр}$ , не более.....	0,03–0,05

Примечание – плотность раствора выбирается на основании опыта безаварийной проводки скважины, обеспечения устойчивости стенок скважины и уточнённых пластовых давлений и согласовывается в индивидуальном порядке.

### **Общие технологические мероприятия по предупреждению прихватов хвостовиков**

Исходя из мероприятий нужно придерживаться инструкций по прихватам колонны труб при бурении скважин. Должны соблюдаться такие правила.

1. Достоверно выбрать буровой раствор исходя из новых технологий. По возможности менять на буровой раствор с меньшей коллоидной фазой, предварительно введёнными хим-реагентами и полиакриламидами, которые основывают положение, для прихватов.

2. Плотность БР нужна такова, чтобы избыточное давления на пласт не превышала установленным регламентом, для этого геологи должны предрекать пластовые давления с наевшей точностью. Не допускать изменения плотности от (ГТН) более чем на  $\pm 2,00$  г/м<sup>3</sup> при факте плотности его до 1,450 г/м<sup>3</sup> и больше чем на 3,00 г/м<sup>3</sup> для БР высокой плотности.

3. Чтобы избежать прихвата нужно во время всего бурения скважины контролировать в буровом растворе % смазки. Концентрацию смазки в БР определяем прибором OFITE.

Рекомендуемая концентрация смазки, в буровом раствор с плотностью (1,10-2,000) г/м<sup>3</sup>, пределы (1,50-3,0) %.

### **Предлагаемый метод улучшения качества очистки горизонтального участка**

В настоящее время многие сервисные компании для качественной очистки скважины практикуют про качку не просто вязких «пачек», как было ранее, а вводят такую последовательность «вязкая-низковязкая-вязкая» порции раствора. Обработать раствор по таким условиям несложно, с применением предложенных реагентов. Порция раствора обрабатывается ксантановой смолой и модифицированным крахмалом из расчета 0,5 кг/м<sup>3</sup>, вводится в циркуляцию при окончательной промывке, либо при признаках зашламования скважины. Далее вводится порция, обработанная борсиликатным реагентом БСР–С, способствующим турбулизации потока бурового раствора и лучшему очищению кольцевого пространства. Третья порция обработанного раствора вводится для захвата и удержания вымытого второй порцией шлама. Таким образом, получается некая модель поршня.

Это способствует регулировке скорости восходящего потока, а соответственно и режиму течения. Схематически этот процесс изображен на рисунке 9.

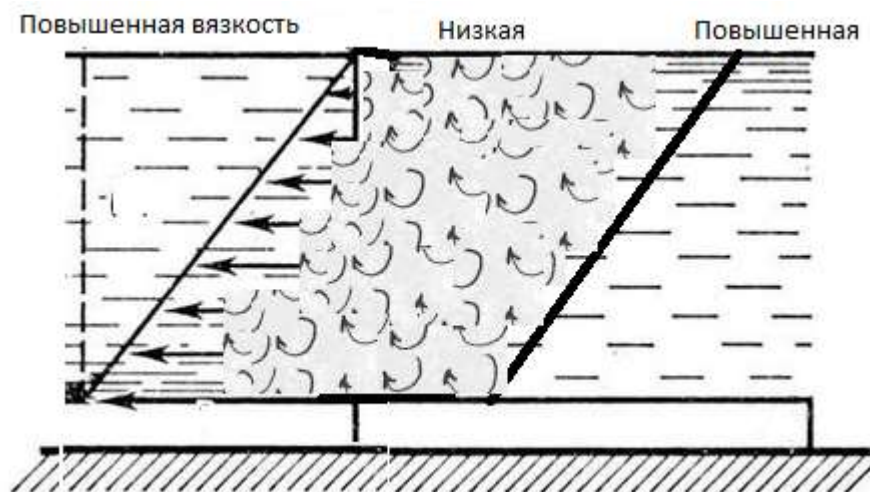


Рисунок 9 – Схематическое движение жидкости различной вязкости

Применение таких способов промывки возможно при увеличении давления, «зависания» БК при бурении для восстановления проектных показателей режима бурения. При промывке на забое после «пачек» разной плотности, снижаем общую вязкость до 23–25 с для полного разрушения отложений и удаления остаточного шлама.

Оперативное регулирование реологических параметров позволяет нам сократить время на устранение возможных осложнений, связанных с некачественной очисткой ствола.

В ламинарном режиме протекание бурового раствора превалируют силы трения, а в турбулентном – восходящая сила. Исходя из этого реология и протекание взаимосвязаны.

При турбулентном протекании маленькие данные ДНС содействуют повышению турбулизации. Наряду с этим повышается восходящая сила, вынуждающая частички коллоидной фазы двигаться беспорядочно. Уменьшение ДНС при турбулентном режиме протекания снижает минимум нужное для выноса частичек выбуренной породы на устье скважины, что способствует к хорошему выносу коллоидной фазы из бурового раствора.

Действительно в ламинарном режиме протекание высоких значений ДНС способствуют увеличению силы трения, что содействует выносу шлама в форме шламовых слоёв, то есть при ламинарном режиме протекание увеличение динамического напряжения сдвига содействует хорошему выносу коллоидной фазы.

### **Выбор оптимальных реологических параметров в зависимости от эквивалентно й циркуляционной плотности**

Применительно новейшим воззрением, основными фактами практической очистки горизонтальных скважин от коллоидной фазы есть частота вращения буровой колонны, реология и режимы параметров БР. На текущий момент при расчете параметров промывки в сервисных компаниях по буровым растворам основной методикой принимается расчет эквивалентной циркуляционной плотности (ECD), учитывающей реологические параметры раствора и расход промывочной жидкости, учитывая давление гидроразрыва и поровое давление.

Эквивалентная циркуляционная плотность промывочной жидкости на выбранном забое равна эквивалентна плотности промывочной жидкости, который в недостатки цикла создает на данном забое равное давление. Если сделать новую промывочную жидкость с плотностью, одинаковой (ECD) изначального бурового раствора, то гидростатика на пласт вновь приготовленной промывочной жидкости будет одинакова всему давлению циркулирующего начального бурового раствора.

Зная ЭЦП, можно решить обратную задачу – определение параметров бурового раствора и необходимой подач и насосов, и их влияние на ЭЦП. Чем выше эквивалентная циркуляционная плотность, тем выше выносящая способность раствора.

## Рассмотрим методику расчета ЭЦП

Заблаговременно найдём реологию промывочной жидкости по вискозиметру, а также скорость потока в кольцевом пространстве.

Найдём критическую скорость ( $V_{кр}$ ), м/с:

$$V_{кр} = 0,005 \cdot \left( \frac{465 \cdot 10^4 \cdot K}{\rho} \right)^{\frac{1}{2-n}} \cdot \left( \frac{60,96}{D_{ска} - D_{н}} \cdot \frac{2n+1}{3n} \right)^{\frac{n}{2-n}}. \quad (10)$$

Потеря давления для ламинарного течения ( $P_{ц.л}$ ), МПа:

$$P_{ц.л} = \left( \frac{12 \cdot 10^3 \cdot V_{кол} \cdot (2n+1)}{D_{вн} - D_{н}} \cdot \frac{2n+1}{3n} \right)^n \cdot \left( \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot K \cdot L}{D_{вн} - D_{н}} \right). \quad (11)$$

Потеря давления для турбулентного течения ( $P_{ц.т}$ ), МПа:

$$P_{ц.т} = \frac{30,3 \cdot \rho^{0,8} \cdot Q^{1,8} \cdot \eta^{0,2} \cdot L}{(D_{ска} - D_{н})^3 \cdot (D_{ска} + D_{н})^{1,8}}. \quad (12)$$

Потеря эквивалентную циркуляционную плотность ( $\rho_{эkv}$ ), кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{эkv} = \frac{10^6 \cdot P_{ц.т}}{9,8 \cdot L_{верт}} + \rho, \text{ кг / м}^3 \quad (13)$$

## Рассчитаем пример расчета ЭЦП для наглядности

Данные для расчета:

- плотность БР = 1,498 г/м<sup>3</sup>;
- пластика = 24 сПз;
- скорость циркуляции = 25,2 л/с;
- скважина = 216 мм;
- наружный БК = 127 мм;
- Н колонны БК = 3444 м;
- наружный УБТ = 165 мм;
- Н колонны УБТ = 213 м;
- Н вертикали = 2658 м.



Если показания вискозиметра на 600 об/мин ( $\varphi_{600}$ ) и на 300 об/мин ( $\varphi_{300}$ ) неизвестны, их можно получить из пластической вязкости и предельного напряжения сдвига следующим образом:

$$24 + 5,76/0,48 = 36. \text{ Таким образом, показание } \varphi_{300} = 36;$$

$$36 + 24 = 60. \text{ Таким образом, показание } \varphi_{600} = 60.$$

Определим  $K$ :

$$K = \frac{36}{511^{0,7365}} = 0,3644. \quad (14)$$

Определим  $n$ :

$$n = 3,32 \log \frac{60}{36} = 0,7365. \quad (15)$$

Определим скорость жидкости в кольцевом пространстве ( $v$ ), м/с, вокруг бурильных труб:

$$v = \frac{25,2}{0,000785 \cdot (216^2 - 127^2)} = 1,05 \text{ м/с}. \quad (16)$$

Определим скорость жидкости в кольцевом пространстве ( $v$ ), м/с, вокруг УБТ:

$$v = \frac{25,2}{0,000785 \cdot (216^2 - 165^2)} = 1,65 \text{ м/с}.$$

Определим критическую скорость ( $V_{кр}$ ), м/с, вокруг бурильных труб:

$$V_{кр} = 0,005 \cdot \left( \frac{465 \cdot 10^4 \cdot 0,3644}{1498} \right)^{\frac{1}{2-0,7365}} \cdot \left( \frac{60,96}{216-127} \cdot \frac{2 \cdot 0,7365 + 1}{3 \cdot 0,7365} \right)^{\frac{0,7365}{2-0,7365}} = 1,13 \text{ м/с} \quad (17)$$

Определим критическую скорость ( $V_{кр}$ ), м/с, вокруг УБТ:

$$V_{кр} = 0,005 \cdot \left( \frac{465 \cdot 10^4 \cdot 0,3644}{1498} \right)^{\frac{1}{2-0,7365}} \cdot \left( \frac{60,96}{216-165} \cdot \frac{2 \cdot 0,7365 + 1}{3 \cdot 0,7365} \right)^{\frac{0,7365}{2-0,7365}} = 1,57 \text{ м/с} \quad (18)$$

Бурильные трубы: 1,05 м/с ( $v$ ) меньше, чем 1,13 м/с ( $V_{кр}$ ), следовательно, используем уравнение для определения потерь давления при ламинарном режиме течения.

УБТ: 1,65 м/с ( $v$ ) больше, чем 1,57 м/с ( $V_{кр}$ ), следовательно, используем уравнение для определения потерь давления при турбулентном режиме течения.

Потеря давления напротив колонны бурильных труб:

$$P_{ц.н} = \left( \frac{12 \cdot 10^3 \cdot 1,05}{216-127} \cdot \frac{2 \cdot 0,7365 + 1}{3 \cdot 0,7365} \right)^{0,7365} \cdot \left( \frac{2 \cdot 10^{-3} \cdot 0,3644 \cdot 3444}{216-127} \right) = 1,12 \text{ МПа} \quad (19)$$

Потеря давления напротив колоны УБТ:

$$P_{ц.н} = \frac{30,3 \cdot 1498^{0,8} \cdot 25,2^{1,8} \cdot 24^{0,2} \cdot 213}{(216-165)^3 \cdot (216+165)^{1,8}} = 0,24 \text{ МПа}$$

Суммарные потери давления в кольцевом пространстве = 1,12 + 0,24 = 1,36 МПа.

Определим эквивалентную циркуляционную плотность ( $\rho_{э\text{кв}}$ ), кг/м<sup>3</sup>:

$$\rho_{э\text{кв}} = \frac{10^6 \cdot 1,36}{9,8 \cdot 2658} + 1498 = 1550 \text{ кг/м}^3.$$

Все ограничения по расходу, давлению, реологическим параметрам заложены в расчете эквивалентной циркуляционной плотности. Ранее реологические параметры рассчитывались эмпирически, исходя из опыта бурения конкретных месторождений.

Построив графики зависимости ЭЦП от реологических параметров, можем выявить обратную зависимость и обосновать изменение при различных условиях.

Данные для расчета выявления зависимостей:

Плотность = 1,200 г/м<sup>3</sup>;

Пластика = 20 сПз;

Напряжение сдвига = 57 6 76 896 Па;

V цикла = 36, 41 л/с;

Скважины = 220,7 мм;

Диаметр БК = 127 мм;

Н БК = 3500 м;

Наружный диаметр УБТ = 165 мм;

Н колонны УБТ = 4 м;

Н по вертикали = 2680 м.

Расчеты производились в программе Excel. Изначальные значения пластической вязкости и ДНС выбраны эмпирически. Для начала построили зависимость ЭЦП от пластической вязкости при расходах 0,036 и 0,041 м<sup>3</sup>/с.

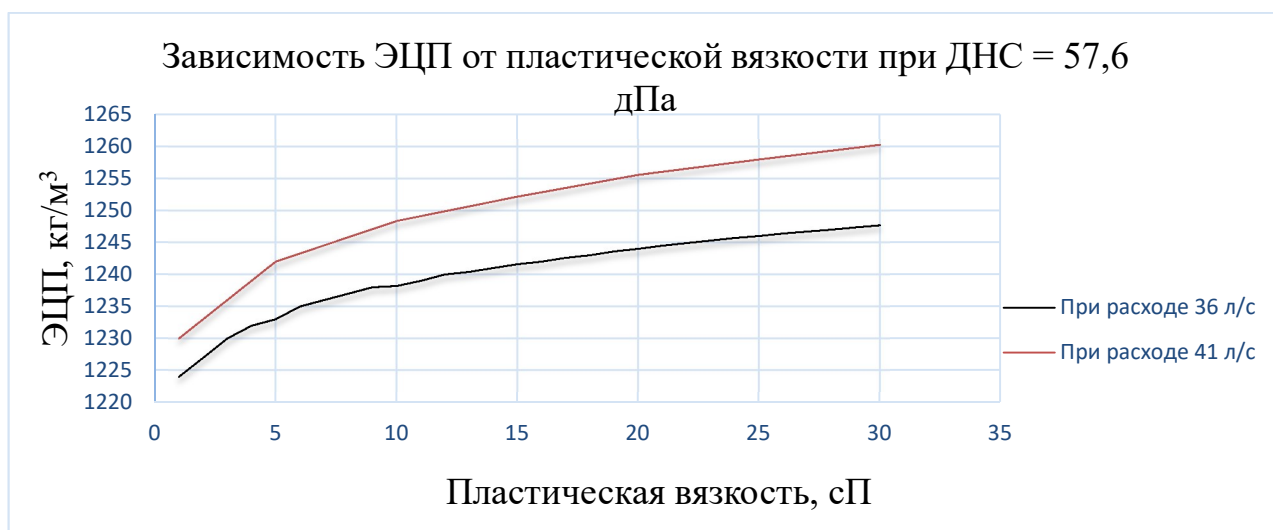


Рисунок 10 – График зависимости ЭЦП от пластической вязкости

Отметим логарифмическую зависимость при текущих параметрах.

Далее рассчитали зависимость ЭЦП от ДНС при пластической вязкости 20 сП. Расчеты сведены в диаграмму на рисунке – 11.

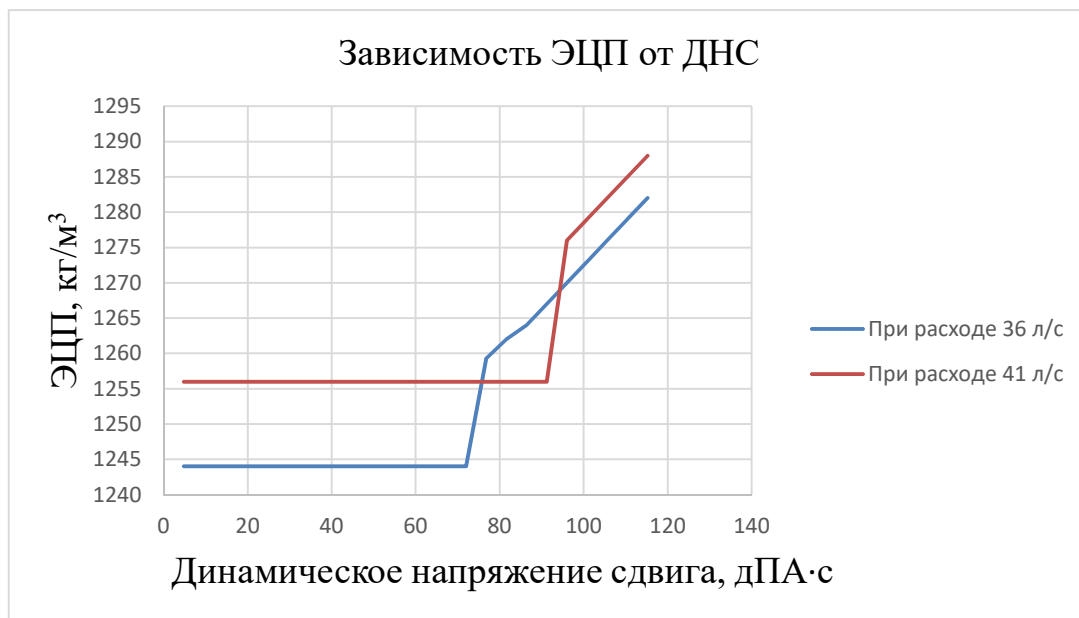


Рисунок 11 – Зависимость эквивалентной циркуляционной плотности от ДНС

Обратим внимание, что при значениях ДНС 76,8 дПа (расход 36 л/с) и 96,8 дПа (расход 41 л/с) происходит переход режима течения вокруг бурительных труб из турбулентного в ламинарный и зависимость ЭЦП от ДНС становится линейной. При турбулентном потоке увеличение ДНС не влияло на ЭЦП до достижения критического уровня.

Теперь рассмотрим влияние пластической вязкости при различных значениях ДНС и при расходе 41 л/с.

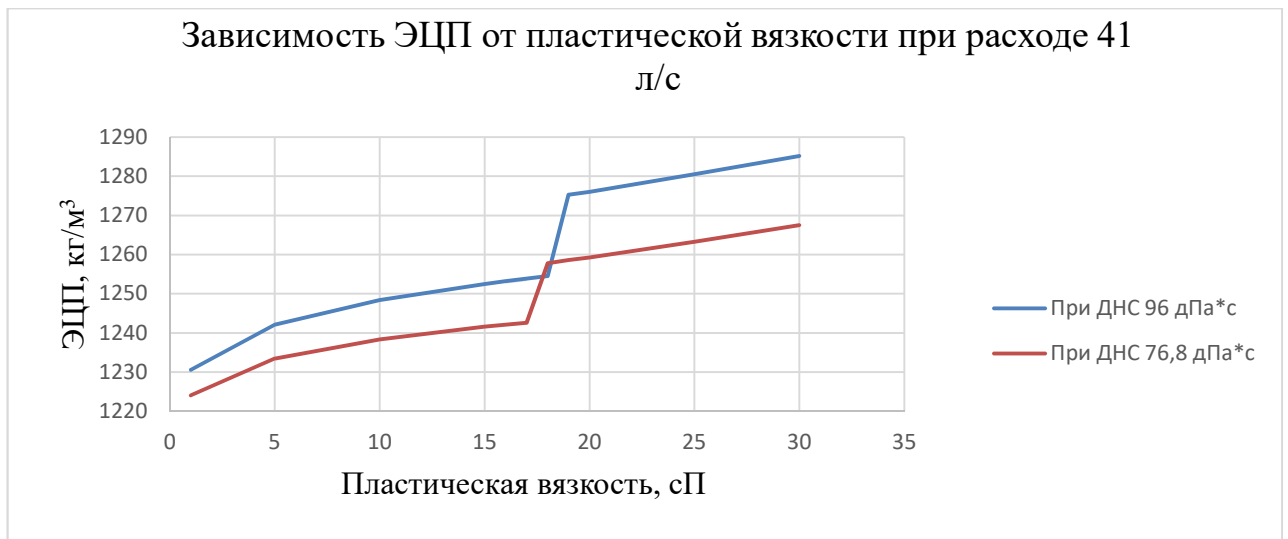


Рисунок 12 – Зависимость ЭЦП от реологических параметров

Из полученной диаграммы следует, что переход из турбулентного в ламинарный поток происходит при значении пластической вязкости 19 сПз для ДНС – 96 дПа и 18 сП – 76,8 дПа.

Зная реологические значения смены режима течения, можем менять его, не изменяя плотность и расход. Этим мы подтверждаем эффективность применения пачек разной вязкости. Вязкая пачка будет создавать повышенную ЭЦП и выносить более тяжелые накопления шлама (связанную глину), далее пачка низковязкостная турбулентным потоком поднимет осевшие шламодные частицы, которые захватит и вынесет третья, более вязкая пачка. С расчетом ЭЦП, мы сможем подобрать реологические параметры для таких пачек.

В результате тщательного анализа выявлено, что для повышения эффективности очистки скважины от выбуренной породы применяют различные способы воздействия на шлам. Определены основные методы воздействия на шлам, которые разделим на механические и гидравлические.

К механическим относятся: применение специальной оснастки БК; изменение наружной геометрии БК, изменение частоты вращения. Включением в бурильную колонну специальной спиралевидной оснастки будет решена техническая (механическая) составляющая воздействия на шламодные отложения.

Усиление гидравлического воздействия будет достигнуто путем изменения скоростей потока за счет введения в цикл промывки порций раствора по принципу «вязкая-низковязкая-вязкая». Предложен выбор реологических параметров промывочной жидкости путем решения обратного уравнения при расчете эквивалентной циркуляционной плотности. Регулировка параметров, как увеличение, так и уменьшение, позволит управлять режимами течения жидкости, а значит, и выносить частицы шлама разного диаметра и массы.

Совмещение данной программы промывки скважины с общими мероприятиями по предупреждению прихватов хвостовиков позволит обеспечить качественную очистку ствола и увеличить эффективность бурения, спускоподъемных операций.

## 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью раздела является определение сметной стоимости строительства скважины, а также расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2680
Способ бурения: под направление	Роторный
под кондуктор и эксплуатационную колонну	ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины: направление	d 323,9 мм на глубину 50 м
кондуктор	d 244,5 мм на глубину 520 м
эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 2680 м
Буровая установка	МБУ 3200/200 ДЭР
Оснастка талевого системы	5x6
Насосы: тип и количество, шт.	УНБТ-1180 - 2 шт.
производительность, л/с:	
в интервале 0-50 м	70,07
в интервале 50-520 м	40,15
в интервале 520-2680 м	32,06
Утяжелённые бурильные трубы:	
в интервале 0-50 м	УБТС2-203 Д – 24 м
в интервале 50-520 м	УБТС2-203 Д – 36 м, УБТС2-178-24 м
в интервале 520-2680 м	УБТС2-178 Д – 66 м
Забойный двигатель (тип):	
в интервале 50-520 м	Д-240РС
в интервале 520-2680 м	ДРУ2-172РС
Отбор керна	КИ 7.1. 172/100
Бурильные трубы: длина свечей, м	18

#### 4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении.

Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
от	до			
0	50	50	0,037	520
50	520	470	0,042	1670
520	2680	2160	0,064	1970

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

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

$$N = T * H \quad (20)$$

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

$H$  – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 50 * 0,037 = 1,85 \text{ ч}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,037	1,85
470	0,042	19,74
2160	0,064	138,24
Итого		94,95



Далее производится расчет нормативного количества долот  $n$  с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H/P \quad (21)$$

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

Для направления:

$$n = 50/590 = 0,08$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 36.

Таблица 36 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале $H$ , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $P$ , м	$n$
50	590	0,08
470	1670	0,28
2160	1970	1,09
Итого		1,84

где  $n$  - нормативное количество долот.

#### 4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;

- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 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:

$$T_{СПО} = П * n_{СПО} \quad (22)$$

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

П – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в таблице 37.

Таблица 37 – 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 долот, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервалы бурения, м	норма времени ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0-50	393,7	520	11	24	0-50	0,0121	0,61
2	50-520	295,3	1670	12	32	50-100	0,0122	0,61
						100-200	0,0133	1,33
						300-400	0,0146	1,46
						400-520	0,0146	1,75
Итого								5,76

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	520-2680	215,9	1970	12	32	520-600	0,0155	1,24
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0162	1,62
						900-1000	0,016	1,6
						1000-1100	0,0166	1,66
						1100-1200	0,0177	1,77
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,019	1,9
						1400-1500	0,0193	1,93
						1500-1600	0,0199	1,99
						1600-1700	0,021	2,1
						1700-1800	0,023	2,3
						1800-1900	0,0233	2,33
						1900-2000	0,024	2,4
						2000-2100	0,0246	2,46
						2100-2200	0,0249	2,49
						2200-2300	0,0252	2,52
2300-2400	0,0255	2,55						
2400-2500	0,0256	2,56						
2500-2680	0,0258	4,39						
Итого								44,9

#### 4.1.3 Расчёт нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит: Направление:  $4*1=4$  мин; Кондуктор:  $28*1 = 28$  мин; Экс. колонна:  $80*1=80$  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 – 4 ч;

кондуктора – 10 ч;

эксплуатационной колонны – 22 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;
- подготовительные и заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительные и 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 и кондуктора. 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:

$$L_c = L_k - L_n \quad (23)$$

где  $L_k$  – глубина кондуктора, м;

$L_n$  – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м по формуле (ведущая труба 14 м, переводника с долотом 1 м):

$$L_n = 14 + 1 = 15 \text{ м} \quad (24)$$

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

$$L_T = L_c - L_n \quad (25)$$

Для направления:

$$L_T = 50 - 15 = 35 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c \quad (26)$$

где  $l_c$  – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 0,2 \approx 1 \text{ шт}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин:

$$T_{\text{конд}} = 1 * 2 + 5 = 7 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 520 - 10 = 510 \text{ м}$$

$$L_n = 15 \text{ м}$$

$$L_T = 510 - 15 = 495 \text{ м}$$

$$N = \frac{495}{36} = 13,75 \approx 14 \text{ шт}$$

$$T = 14 * 2 + 5 = 33 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2680 - 10 = 2670 \text{ м}$$

$$L_n = 15 \text{ м}$$

$$L_T = 2670 - 15 = 2655 \text{ м}$$

$$N = \frac{2655}{36} = 73,75 \approx 74 \text{ шт}$$

$$T = 74 * 2 + 5 = 153 \text{ мин}$$

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:

$$\Sigma = 7 + 33 + 153 + 3 * (7 + 17 + 42) = 391 \text{ мин} = 6,51 \text{ ч}$$

#### **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 25 ч.

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

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 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 [9].

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 243,32 часов или 10,12 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$243,32 * 0,066 = 16,05 \text{ ч}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 243,32 + 16,05 + 25 = 284,37 \text{ ч} = 11,84 \text{ суток}$$

#### **4.2 Линейный календарный график работы бригады**

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Мастер буровой, помощник мастера и инженер по бурению работают четырнадцать дней по 11 часов в сутки (один час обеденный перерыв) через 12 часов отдыха. Затем четырнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 38.



Таблица 38 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	1
Инженер по бурению	2
Бурильщик 7 разряда (з)	4
Бурильщик 7 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	8
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	4
Инженер службы буровых растворов	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 39.

Таблица 39 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ																					
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы																			
		1	2	3	4																
Вышкомонтажные работы		■	■	■																	
Буровые работы					■	■															
Освоение							■	■	■	■											

Условные обозначения к таблице 39:

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

### **4.3 Расчёт заработной платы**

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др. Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера.

При проведении операций по бурению скважины на кустовой площадке присутствуют Бурильщик, помощники бурильщика, электромонтёр, слесарь, и лаборант, а также ответственные за проведение работ: мастер буровой, помощник мастера бурового и инженер по бурению. Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 12 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате в Томской Области составляет 50 %, ежемесячная премия в размере 70 %.

Надбавку за вахтовый метод работы в размере и порядке, установленными законодательством или (при отсутствии установленных законодательством) коллективным, трудовым договором, локальным актом работодателя;

Районный коэффициент и процентные надбавки к заработной плате лицам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов (в порядке и размерах, установленных для соответствующих районов/местностей); согласно статье 302 ТК РФ

Пример расчета заработной платы при оплате оклада:

$$O + П + НВМ = ЗП, \quad (27)$$

O – оклад, руб;

П – премия, руб;

НВМ – надбавка за вахтовый метод, руб;

ЗП – заработная плата, руб.

$$32500 + (32500 * 70\%) + (32500 * 16\%) = 60450, \text{ руб}$$

Пример расчета заработной платы при оплате по часовой тарифной ставке:

$$(ТФ * Ч) + П * (ТФ * Ч) + НВМ * (ТФ * Ч) = ЗП, \quad (28)$$

ТФ – тарифная ставка, руб/1 час;

Ч – кол-во отработанных часов, час;

П – премия, руб;

НВМ – надбавка за вахтовый метод, руб;

ЗП – заработная плата, руб.

$$107 * 336 + ((107 * 336) * 70\%) + ((107 * 336) * 16\%) = 66870,7, \text{ руб}$$

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 40.

Таблица 40 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Кол-во	Оклад/тарифная ставка, руб.	Оплата оклада/тарифной ставки за отработанные часы, руб	Премия	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Буровой мастер	1	32500	32500	22750	5200	60 450
Помощник мастера бурового	1	27750	27750	19425	4440	51 615
Инженер по бурению	4	20500	20500	14350	3280	38 130
Бурильщик 7 разряда (з)	4	107	35952	25166,4	5752,3	66 870,7
Бурильщик 7 разряда	4	102	34272	23990,4	5483,5	63 745,9
Помощник бурильщика 5 разряда	8	80	26880	18816	4300,8	49 996,8
Электромонтёр 6 разряда	4	93	31248	21873,6	4999,7	58 121,3
Слесарь 6 разряда	4	93	31248	21873,6	4999,7	58 121,3
Инженер СБР	2	18320	18320	12824	2931,1	34 075,2
<b>ИТОГО</b>				<b>181069</b>	<b>41387,1</b>	<b>481 126,2</b>

### Отчисления на социальное страхование

Исходя из норм Налогового кодекса РФ, где прописаны тарифы страховых взносов, на социальные нужды необходимо перечислять 30 % от расходов на заработную плату. Отчисления определяется по формуле:

$$\text{ЗП} \times 30\% = \text{СС} \quad (29)$$

где, СС – отчисление для социального страхования.

Пример расчета отчислений для социального страхования:

Буровой мастер –  $60\,450 \times 30\% = 18\,135$  руб;

Помощник мастера –  $51\,615 \times 30\% = 15\,484,5$  руб;

Инженер по бурению –  $38\,130 \times 30\% = 11\,439$  руб;

Бурильщик 7 разряда (з) –  $66\,870,7 \times 30\% = 20\,061,2$  руб;  
Бурильщик 7 разряда –  $63\,745,9 \times 30\% = 19\,123,8$  руб;  
Помощник бурильщика 5 разряда –  $49\,996,8 \times 30\% = 14\,999$  руб;  
Электромонтер 6 разряда –  $58\,121,3 \times 30\% = 17\,436,4$  руб;  
Слесарь 6 разряда –  $58\,121,3 \times 30\% = 17\,436,4$  руб;  
Инженер службы буровых растворов –  $34\,075,2 \times 30\% = 10\,222,6$  руб.  
Итого на отчисления социальных страхований необходимо потратить  
144 337,9 рублей.

#### **4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины**

##### **4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины**

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

$$T_{пр} = T_{н} * k \quad (30)$$

где  $T_{н}$ , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;  
 $k$  – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_{р}} \quad (31)$$

где  $\Delta t$  – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}$ ,  $t_{кр}$ ,  $t_{всп}$ ,  $t_{р}$  – 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 С.

Таблица 41 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
направление	1,3	2,1	0,09
кондуктор	14,1	16,3	0,68
эксплуатационная колонна	79,55	84,5	3,52
Крепление:			
направление	3,2	3,5	0,15
кондуктор	14,6	16,1	0,67
эксплуатационная колонна	34,8	38,8	1,62
Итого	147,5	161,3	6,73

#### 4.4.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M \quad (32)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$T_M$  – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{спо}}) \quad (33)$$

где  $T_{\text{спо}}$  – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H * 720)/T_h \quad (34)$$

где  $T_h$  – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото  $h_d$ , м

$$h_d = H/\Pi \quad (35)$$

где  $\Pi$  – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{c1m} = (C_{cm} - П_n) / H \quad (36)$$

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

$П_n$  – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 42.

Таблица 42 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2680
Продолжительность бурения, сут.	4,29
Механическая скорость, м/ч	28,12
Рейсовая скорость, м/ч	19,09
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9268
Проходка на долото, м	1451,1
Стоимость 1 метра, руб	106256

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части 1 представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части 2 – на строительные и монтажные работы, в части 3 – на бурение и испытание на продуктивность скважин. Финансовые затраты на для реализации проекта приведены в приложение В.

Для перевода цен 2001 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» составляет на 2021 год 8,21 [10].

## Вывод по разделу

В первой части данной работы, был произведён расчёт нормативной продолжительности строительства скважины. Рассчитали затраченное время на такие операции как: нормативное времени на механическое бурение; нормативное время на установку центрирующих фонарей; нормативное время ожидания затвердевания цемента; нормативное время на разбуривание цементной пробки; нормативное время на геофизические работы, затраты на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

2. Во второй части данной работы представлен-линейный календарный график выполнения работ. В нём отображены состав и количество работников буровой бригады, а также определён график работы данной бригады.

3. В третьей части была рассчитана заработная плата сотрудников и управляющих буровой. Определены и рассчитаны такие пункты как:

- надбавка за вахтовый метод работы (16%);
- премия сотрудникам (70%);
- месячный оклад;
- часовая тарифная ставка.

4. В четвёртой части работы был произведён расчёт полной сметной стоимости работ по строительству данной скважины, который составляет:

- общая стоимость с учетом коэффициента удорожания  $k=8,21$  по отношению к ценам 2001 года составляет 11 357 771 тыс.руб.;
- заработная плата составит 481 126,2 тыс.руб.;
- НДС 20 % равен 1 152 839 тыс.руб.;

Общие затраты с учётом НДС составят: 12 510 610 тыс.ру



## **5 Социальная ответственность**

Производственные объекты нефтяной промышленности является одними из самых опасных видов деятельности. В первую очередь это связано с тем что производство представляет опасность для здоровья человека, а также представляет опасность для окружающей среды. Нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где нарушение любого технологического процесса может привести к нарушениям экологической обстановки, поэтому большое внимание уделяется вопросам безопасности.

### **5.1 Производственная безопасность**

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проведке и сооружении скважин возможно возникновение множества вредных и опасных факторов. Для выбора факторов был использован ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень этих факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлен в таблице 41.

Таблица 41 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		нормативные доку-менты
	Вредные	Опасные	
Проходка скважины: Механическое бурение; Спускоподъемные операции; Сборка/разборка КНБК 4. Приготовление и обработка бурового раствора; 5. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование их; 6. Обслуживание и ремонт оборудования буровой установки;	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Превышение уровней вибрации; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 6. Повреждения в результате контакта с насекомыми;	1. Движущиеся машины и механизмы; Подвижные части производственного оборудования; Электрический ток; 3. Пожаро и взрывоопасность; 4. Расположение рабочего места на значительной высоте.	ГОСТ 12.1.003–83 [2] ГОСТ 12.1.007–76 [3] ГОСТ 12.1.012-2004 [4] ГОСТ 12.4.125-83 [5] ГОСТ 12.2.003-91 [6] СП 52.13330.2011 [7] СНиП 2.04.05-91 [8] МР 2.2.7.2129-06 [9] ГОСТ Р 12.4.213-99 [10] ГОСТ 12.1.029-80 [11] ГОСТ 12.1.005-88 [12] РД 10-525-03 [13] ГОСТ 12.3.003-86 [14] РД 34.21.122-87 [15]

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

### Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, для которых на данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого (головной убор, рукавицы, обувь) должны соответствовать климатическому региону. Для Тюменской области (II климатический регион) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре минус 20°C.

Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м<sup>2</sup> (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м<sup>2</sup>. Для предотвращения перегрева вводятся перерывы для отдыха в помещениях с нормальными условиями микроклимата и ношение головных уборов.

При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».

### **Превышение уровней шума**

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы, дизельные генераторы и пр.), он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 [10] и ГОСТ 12.1.029-80 [11] соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок, применение малошумных машин.

### **Превышение уровней вибрации**

Возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций.

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания.

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Для предупреждения вредного

влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать  $0,4 \text{ м/с}^2$  для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования».

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

Загазованность рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Для контроля загазованности среды используют специальные приборы – газоанализаторы. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ.

«Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91

«Отопление, вентиляция, кондиционирование». При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности».

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Носит преимущественно организационный характер. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение».

Нормы освещенности на рабочих местах также устанавливаются «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Они должны иметь следующие значения (не менее): роторный стол – 100 лк; путь движения талевого блока – 30 лк; помещения вышечного и насосного блоков, превенторная установка – 75 лк; лестницы, марши, сходы, приемный мост – 10 лк.

### **Повреждения в результате контакта с насекомыми**

Работа на открытых площадках всегда сопряжена с возможностью контакта человека с различными насекомыми, такими как клещи, комары и другие кровососущие насекомые. Особую опасность представляют клещи, поскольку их слюна оказывает токсическое действие на организм теплокровных. Еще больший вред они причиняют как переносчики возбудителей различных заболеваний.

При работе в местах, где высока вероятность появления клещей, одеться нужно таким образом, чтобы уменьшить возможность заползания клещей под одежду и облегчить быстрый осмотр для обнаружения прицепившихся клещей.

Брюки должны быть заправлены в сапоги или носки с плотной резинкой. Верхняя часть одежды должна быть заправлена в брюки, а манжеты рукавов плотно прилегать к руке. Ворот рубашки и брюки должны иметь застежки типа «молния», под которую не может заползти клещ. На голове предпочтительнее шлем-капюшон, плотно пришитый к рубашке.

### **5.3 Опасные производственные факторы**

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

Возникает при большинстве выполняемых технологических операций при невыполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности. Могут стать причиной возникновения механических травм, например, переломов.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

В качестве коллективных средств защиты предусматриваются различные оградительные (кожухи, щиты), предохранительные (противозатаскиватель) и тормозные (ленточный тормоз) устройства.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны согласно РД 10-525-03 должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д), которые также подлежат испытанию.

#### **Электрический ток**

Проявление фактора возможно при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др.

## **Пожар и взрывоопасность**

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, поступающими из скважины (нефть, газ и т.д.), разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления (ГНВП), или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит, согласно постановлению правительства Российской Федерации «О противопожарном режиме» (с изменениями на 21 марта 2017 года), должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.); багор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л.

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

исключить наличие источников возгорания;

– исключить достижение нижнего предела взрываемости (НПВ) веществами, способными образовывать такие пределы. В зависимости от окружающих условий и различий в компонентном составе вещества, НПВ может сильно отличаться. Поэтому допускается применять расчетные величины. НПВ может измеряться как в объемных долях, так и в мг/м<sup>3</sup>. Согласно расчетным данным НПВ попутного нефтяного газа в зависимости от его состава и условий может варьироваться от 2,26 до 4,56 об. %;

– согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторократное давление. Также должны быть установлены контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд.

## **5.4 Экологическая безопасность**

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

### **5.4.1 Влияние на атмосферу**

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техник.



Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

#### **5.4.2 Влияние на гидросферу**

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

сооружать водоотводы, накопители и отстойники,  
очистные сооружения для буровых и бытовых стоков,  
создать прочное цементное кольцо по всей длине обсадной колонны, чтобы исключить перетоки пластовых вод из одного пласта в другой.

#### **5.4.3 Влияние на литосферу**

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы.

Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

## 5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - это ситуация, которая представляет непосредственную угрозу здоровью и жизни людей, имуществу или окружающей среде.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы ГСМ;
- разрушение буровой установки;

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора.
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
  - уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением нужно:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО,

- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- загерметезировать канал буровых труб и устье скважины (закрывать превенторы);
- оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП включает, вымыв флюида (процесс удаления из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность) и глушение скважины (заполнение скважины утяжелённым БР).

### **Вывод**

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

## **Заключение**

В выпускной квалификационной работе продемонстрированы технологические решения на строительство вертикальной скважины глубиной 2680 метров на нефтяном месторождении (Тюменской области). Выпускная квалифицированная работа включает в себя 5 частей: 1. общая и геологическая, 2. технологическая, 3. специальная, 4. финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, 5. социальная ответственность.

В горно-геологической части подверглись анализу стратиграфические и литологические характеристика разреза, физико-механические свойства горных пород, зоны возможных осложнений.

В технологической части проекта представлена решение по выбору конструкции скважины, а также выбор конструкции забоя. Определены обсадные трубы и глубина их спуска. Так же засчитано количество химических реагентов для приготовления бурового раствора и тампонажной жидкости.

В третьей части были разработаны меры профилактики прихватов хвостовиков.

В финансовой части работы отображена структура бурового предприятия, организационные формы, сметная стоимость строительства скважины и другие технико-экономические характеристики.

В части социальная ответственность имеет технику безопасности на буровой вышке, кустовой площадке, также в данной части была проанализированна охрана окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Каждый пункт обоснован нормативными документами.

## Список литературы

1. 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.
2. 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. - 92 с.
3. В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2006. - 24 с.
4. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
5. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.
6. Организационная структура ЗАО «ССК». Электронный ресурс. URL: [www.sibservis.com](http://www.sibservis.com) (Дата обращения: 20.05.2021)
7. Электронный ресурс. URL: <http://www.slb.com> (Дата обращения: 18.05.2021)
8. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентп», 2000-679 с.
9. Электронный ресурс. URL: [http://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/\\_/tddirect\\_br\\_rus.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/drilling/brochures/_/tddirect_br_rus.pdf). (Дата обращения 17.05.2021)
10. Электронный ресурс. URL: [http://www.semireche.ru/Rekomendovannie\\_diametri\\_dolot.html](http://www.semireche.ru/Rekomendovannie_diametri_dolot.html) (Дата обращения 11.05.2021)

11. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: в 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1..
12. Г.Д. Бредо. Проектирование режима бурения. – М.: Недра, 1990.
13. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентп», 2000-670 с.
14. Добыча нефти и газа. 2016. Электронный ресурс. URL: <http://xn--80ajgo5b.xn--p1ai/gti/bur/history.htm> (Дата обращения: 14.05.2021).
15. Регламент на сборку и эксплуатацию низа компоновок бурильных колонн и НКТ при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов, освоение и КРС. ООО «Пурнефтегаз-Бурение». Утв. гл. инженером С.А. Симаковым. 2002.
16. Проектирование скважин. Проектирование КНБК. Глава 3. Раздел 4. 24 с.
17. Устройство и работа винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. Официальный сайт. URL: <http://www.gazpb.ru/ekspluatatsiya-turbinnoj-tehniki/105-ustrojstvo-i-rabota-vintovyx-zabojnyx-dvigatlej.html> (Дата обращения: 24.05.2021)
18. Буровые растворы на углеводородной основе [Электронный ресурс] Консист – А. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj-osnove> (Дата обращения: 14.05.2021)
19. Балденко Д.Ф., Коротаяев Ю.А. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс] Журнал «Бурение и нефть». Режим доступа: <http://burneft.ru/archive/issues/2012-03/1> (Дата обращения: 15.05.2021)
20. Фуфачев О.И. Исследование и разработка новых конструкций рабочих органов винтовых забойных двигателей для повышения их энергетических и эксплуатационных характеристик: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Фуфачев Олег Игоревич. – Москва, 2011. – 138 с.

21. ГОСГОРТЕХНАДЗОРРОССИИ. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ08-624-03). ПИО ОБТ. М.-2003
22. Голдобин Д.А. Разработка и исследование винтовых забойных двигателей с облегченными роторами и армированными статорами: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Голдобин Дмитрий Анатольевич. – Пермь, 2011. – 22
23. ИПБОТ 028-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при монтаже-демонтаже противовыбросового оборудования (ПВО) при помощи УПОП (устройство перемещения оборудования противовыбросового) Самсонов Н., Баранникова Н., Володин А. / Финансовый менеджмент. — М.: ЮНИТИ, 2005. — 495 с.
24. Злотникова Л., Колядов Л., Тарасенко П. / Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. - М.: ФГУП Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.-456с
25. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

## Приложение А. Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Стратиграфическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Коэффициент каверзности и интервала
				угол		азимут, град.	
				град	мин.		
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс				
0	40	четвертичные отл.	Q	-	-	-	1,3
40	90	туртасская свита	P <sub>2/3</sub>	-	-	-	1,3
90	195	новомихайловская свита	P <sub>2/3</sub>	-	-	-	1,3
195	255	атлымская свита	P <sub>1/3</sub>	-	-	-	1,3
255	470	тавдинская свита	P <sub>1/3</sub> – P <sub>3/2</sub>	-	-	-	1,3
470	690	люлинворская свита	P <sub>3/2</sub> -P <sub>1/2</sub>	-	-	-	1,3
690	820	талицкая свита	P <sub>1</sub>	-	-	-	1,25
820	990	ганькинская свита	K <sub>2</sub>	-	-	-	1,25
990	1100	берёзовская свита	K <sub>2</sub>	-	-	-	1,25
1100	1130	кузнецовская свита	K <sub>2</sub>	-	-	-	1,25
1130	1550	уватская свита	K <sub>2</sub>	-	до 30	-	1,25
1550	1740	ханты-мансийская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25
1740	2015	викуловская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25
2015	2200	алымская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25
2200	2650	сангопайская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25



Таблицы А.2 – Литологические характеристики и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического разреза	Интервал, м		Горная порода	Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q	0	40	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
P <sub>2/3</sub>	40	90	Пески, глины	Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей
P <sub>2/3</sub>	90	195	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые, пески светлые мелко-зернистые с прослоями бурых углей
P <sub>1/3</sub>	195	255	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P <sub>1/3</sub> – P <sub>3/2</sub>	255	470	Глины	Глины светло-зелёные, алевритистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P <sub>3/2</sub> - P <sub>1/2</sub>	470	690	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опоквидные, в середине диатомовые, опоки серые
P <sub>1</sub>	690	820	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевритистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K <sub>2</sub>	820	990	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
K <sub>2</sub>	990	1100	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно-серые опоквидные, алевритистые с прослоями алевролита и растительными остатками

Продолжение таблицы А.2

К <sub>2</sub>	1100	1130	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевритистые
К <sub>2</sub> – К <sub>1</sub>	1130	1550	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Переслаивание песков, песчаников, алевро-литов с глинами. Песчаники и алевролиты, серые мелко-зернистые, глины тёмно-серые.
К <sub>1</sub>	1550	1740	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
К <sub>1</sub>	1740	2015	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало-зернистые с прослоями аргиллитов темно-серых
К <sub>1</sub>	2015	2200	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
К <sub>1</sub>	2200	2650	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.

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

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		краткое название горной породы	Плот ность, г/см <sup>3</sup>	Пори стост ь, %	Прон ицае мост ь, м.Да рси	Глини стость , %	Карбо натно сть, %	Предел текуче сти <u>кгс</u> мм <sup>2</sup>	Твёрдо сть <u>кгс</u> мм <sup>2</sup>	Коэфф ициент пласти чности	Абразив ность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
К <sub>2</sub> - К <sub>1</sub>	1130	2015	песок, песчан.	2,10	30	0,5	12	10	9-213	14-234	1,2-4,0	III-VIII	МС, С
К <sub>1</sub> (АС <sub>10</sub> )	2500	2550	песчан.	2,1	19	6,5	11	3,6	-	-	-	-	С
К <sub>1</sub> (АС <sub>11</sub> )	2560	2610	-	2,1	19	9,4	10	2,5	-	-	-	-	С
К <sub>1</sub> (АС <sub>12</sub> )	2615	2650	-	2,1	18	3,3	11	3,6	-	-	-	-	С

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура °С
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	
Q-P <sub>3/2</sub>	0	690	1,00	1,00	2,00	2,20	24,84
P <sub>2/2</sub> – K <sub>2</sub>	690	1110	1,00	1,00	2,00	2,20	39,96
K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	1110	2015	1,00	1,00	1,70	2,20	72,54
K <sub>1</sub>	2015	2500	1,00	1,00	1,65	2,20	86,40
K <sub>1</sub> (AC <sub>10</sub> )	2500	2550	0,099	0,999	1,62	2,30	88,20
K <sub>1</sub> (AC <sub>11</sub> )	2560	2610	0,099	0,099	1,60	2,30	90,36
K <sub>1</sub> (AC <sub>12</sub> )	2615	2650	0,099	0,999	1,60	2,30	97,40

Таблица А.5 – Водоносность

Индекс сп.	Интервал, м		Тип кол.	Плотность г/см <sup>3</sup>	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Химический состав воды, мг/л						Тип воды по Сулину	Минерализация, г/л
	от	до				анионы			катионы				
						Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Mg <sup>+2</sup>	Ca <sup>+2</sup>		
Q-P <sub>2/3</sub>	0	50	поров	1,0008	0,9	62	38	-	39	22	39	гидрокарбонатная	0,2-0,3
P <sub>1/3</sub>	195	255	-	1,0003	0,07	-	-	-	-	-	-	-	0,5
K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	1110	2015	поров	1,01	250-400	99	-	1	89	3	8	хлорк	16-20

## Приложение В. Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	72 349
Разработка трубопроводов линий передач и др.	12 731
Техническая рекультивация земель	20 108
Итого:	105 188
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	185 634
Разборка и демонтаж	14 321
Монтаж установки для освоения скважины	18 098
Демонтаж установки для освоения скважины	1 980
Итого:	220 033

Продолжение таблицы В.1

1	2
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	320 750
Крепление скважины	99 789
Итого:	420 539
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание в процессе бурения	44 283
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	48 763
Итого:	93 046
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	52 386
Итого:	52 386
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	14 124
Эксплуатация котельной	30 098
Итого:	42 154
Итого по главам 1-6:	933346

Продолжение таблицы В.1

Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	144 477
Итого:	144 477
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	86 225
Итого:	86 225
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8); Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8); Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8); Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	53 546
	33 757
	20 952
	770
Итого:	109 025
Итого по главам 1-9:	1 273 073
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	2546.15
Итого:	2546.15

Продолжение таблицы В.1

Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	30687
Проектные работы	11225
Итого:	41912
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	65 876
Итого:	65 876
Итого по сводному сметному расчету	1 383 407
С учетом коэффициента удорожания $k=8,21$ к ценам 2001 г.	11 357 771
НДС 20%	1 152 839
ВСЕГО с учетом НДС	12 510 610



## Приложение С. Сметная стоимость строительства скважины

Таблица С.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол- во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Затраты, зависящие от времени</b>									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	128,15	4	515,6	—	—	—	—	—	—
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	—	—	0,07	9,67	1,63	139,82	3,97	142,16
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,07	1,39	1,63	21,53	3,97	23,87
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	—	—	0,07	1,93	1,63	29,3	3,97	31,64
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	—	—	0,07	0,52	1,63	9,17	3,97	11,51
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,07	17,70	1,63	254,49	3,97	256,83
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	4	114,04	0,07	1,99	1,63	30,14	3,97	32,48
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	—	—	0,07	0,48	1,63	8,58	3,97	10,92
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,07	92,19	1,63	1318,63	3,97	1320,97
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	—	—	—	—	1,63	854,92	3,97	857,26

Продолжение таблицы С.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	—	—	0,07	1,12	—	—	—	—
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	—	—	1,63	248,25	—	—
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	—	—	—	—	—	—	3,97	374,32
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	—	—	0,07	1,62	1,63	24,85	3,97	27,19
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,07	9,72	1,63	140,52	3,97	142,86
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	—	—	—	—	—	—
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	—	—	0,07	7,05	1,63	102,47	3,97	104,81
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	—	—	0,07	0,62	1,63	10,53	3,97	12,87
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,07	2,37	1,63	35,55	3,97	37,89
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,07	7,02	1,63	102,03	3,97	104,37
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	—	—	—	—	—	—
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,07	18,62	1,63	170,92	3,97	173,26
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	—	—	0,07	1,64	1,63	16,55	3,97	18,89
Порошок бентонитовый марки Б, т	95,0	—	—	5,00	377	13	980,2	13	980,2
Каустическая сода, т	695,70	—	—	0,075	52,17	0,22	153,05	0,22	153,05

Продолжение таблицы С.1

ПАЦ HV, т	1204,90	—	—	—	—	0,082	98,8	0,075	90,36
БИОЛУБ, т	215,6	—	—	—	—	1	215,6	0,946	203,9
Сода кальцинированная марки А, т	685,0	—	—	0,072	49,32	0,20	137,0	0,18	123,3
ПАЦ LV, т	1451,30	—	—	—	—	0,031	44,99	0,028	40,63
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до300 км, т	23,53	—	—	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	—	—	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Итого затрат без учета транспортировки вахт, руб		8266,31		14768.61		48639.67		27885.02	
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 В 419 ТСР	686,4	—	—	0,1	68,64	—	—	—	—
БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	1379,7	—	—	—	—	0,43	593,271	—	—
БИТ 215,9 В 516 У	1028,4	—	—	—	—	—	—	1,18	1213,512
КИ 7.1. 195/100	4734,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Обратный клапан КОБ – 240РС	552,3	—	—	—	—	1	485,31	—	—
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	—	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	—	—	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	—	—	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб		738							
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0		169,944		1233.19		5187,779	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		8266,31		14938.55		49872,86		33072,8	
Всего по сметному расчету, руб		99 478,28							

Таблица С.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,11	0,73	100,88	1,47	203,14
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,18	0,73	14,53	1,47	29,25
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,43	0,73	20,20	1,47	40,67
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,21	0,73	5,50	1,47	11,08
Содержание бурового оборудования(до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,46	0,73	184,59	1,47	371,70
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99

Продолжение таблицы С.2

Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,335	0,73	6,50	1,47	13,08
Автомобильный спец транспорт до 400 км,сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	25,3935	0,73	123,58	1,47	248,86
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	24,76	1,47	49,86
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
БКМ-324 «Уралнефтемаш»	100,5	1	100,5	-	-	-	-
БКМ-245 «Уралнефтемаш»	85,5	-	-	1	85,5	-	-
БКМ-168 «Уралнефтемаш»	45,5	-	-	-	-	1	45,5
ЦПЦ-324/394 «НефтьКам»	31,1	4	124,4	-	-	-	-
ЦПН 245/295 «НефтьКам»	25,6	-	-	28	716,8	-	-
ЦПЦ 168/216 «НефтьКам»	14,8	-	-	-	-	80	1184,00
ЦКОД-324 «Уралнефтемаш»	133,4	1	133,4	-	-	-	-
ЦКОД-245 «Уралнефтемаш»	126,6	-	-	1	126,6	-	-
ЦКОД-168 «Уралнефтемаш»	108,1	-	-	-	-	1	108,1
ПРП-Ц-В 324 «Уралнефтемаш»	80,5	1	80,5	-	-	-	-
ПРП-Ц-В 245 «Уралнефтемаш»	59,2	-	-	1	59,2	-	-
ПРП-Ц-Н-168«Уралнефтемаш»	30,1	-	-	-	-	2	60,2
ЦТ-168 «НефтьКам»	33,5	-	-	-	-	90	3015,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		1094,24	4227,7	10533,01			

Продолжение таблицы С.2

Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 324x8,5	37,2	50	1860,5	-	-	-	
Обсадные трубы 245x7,9	28,5	-	-	520	14835	-	
Обсадные трубы 168x8	21,5	-	-	-	-	2350	
Обсадные трубы 168x8,9	26,7	-	-	-	-	320	
ПЦТ-111-(4-6)-100	26,8	2,8	74,9	25,9	694,4	18,1	
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,948 6	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,47 87	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,77	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запас, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат, зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			2573,2	25538		55704,92	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			3337,72	32741,26		66411,66	
Всего по сметному расчету, руб			103228,64				
С учетом коэффициента удорожания k=8,21 к ценам			847507,13				

