

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

<b>Тема работы</b>
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3310 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3310)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Кудрявцев Юрий Евгеньевич		

Руководитель

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
**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)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Кудрявцев Юрий Евгеньевич

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3310 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b>                  (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком <math>Q = 350</math> м<sup>3</sup>/сутки.</p>
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1 Горно-геологические условия бурения скважины       <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1 Геологическая характеристика разреза скважины</li> <li>1.2 Зоны возможных осложнений</li> <li>1.3 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)</li> </ol> </li> <li>2 Технологическая часть проект       <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1 Обоснование конструкции скважины           <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины</li> <li>2.1.2 Построение графика совмещенных давлений</li> <li>2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</li> <li>2.1.4 Выбор интервалов цементирования</li> <li>2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</li> <li>2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</li> </ol> </li> <li>2.2 Проектирование процессов углубления скважины           <ol style="list-style-type: none"> <li>2.2.1 Выбор способа бурения</li> <li>2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента</li> <li>2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото</li> <li>2.2.4 Расчет частоты вращения долота</li> <li>2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора</li> <li>2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</li> <li>2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны</li> <li>2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</li> <li>2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины</li> <li>2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</li> </ol> </li> <li>2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин           <ol style="list-style-type: none"> <li>2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность</li> <li>2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</li> <li>2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины</li> <li>2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины</li> </ol> </li> <li>2.4 Выбор буровой установки</li> </ol> </li> <li>3 Муфты для проведения МГРП       <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геолого-технический наряд</li> </ol> </li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
Горно-геологические условия бурения скважины	
Технологическая часть проекта	
Муфты для проведения МГРП	
Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

**Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику**

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б6Б	Кудрявцев Юрий Евгеньевич		

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

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:  
 Бакалаврской работы

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:

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	40
14.05.2021	3. Муфты для проведения МГРП	15
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	10

Составил руководитель:

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

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

### «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6Б	Кудрявцеву Юрию Евгеньевичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на бурение скважин; 4. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности бурения разведочной скважины с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	1. Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины.
2. Планирование и формирование бюджета строительства скважины.	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности строительства скважины.	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины; 4. Расчёт эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии.

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б6Б	Кудрявцев Юрий Евгеньевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6Б	Кудрявцеву Юрию Евгеньевичу

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3310 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)»	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 3310 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<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.	Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) ТК РФ глава 47 СанПиН 1964-79 «Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых»
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве разведочной скважины: - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве разведочной скважины: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; - работы на высоте.

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

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Кудрявцев Юрий Евгеньевич		

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 115 страниц, 14 рисунков, 24 таблицы, 47 источников литературы и 6 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3310 метров на нефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3310 метров на нефтяном 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. Рассмотреть виброгаситель-калибратор.
5. Глушение нефтяных и газовых скважин жидкими растворами.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

## **Сокращения**

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементиловочный;

ГЦУ – головка цементиловочная универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавовочная цементиловочная.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.....	16
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	16
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	17
2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин .....	17
2.1.1 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	17
2.1.3 Выбор интервалов цементирования.....	18
2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	19
2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	19
2.2 Проектирование процессов углубления скважины .....	20
2.2.1 Выбор способа бурения.....	20
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	20
2.2.3 Выбор типа калибратора .....	22
2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения .....	23
2.2.5 Проектирование режимов бурения .....	23
2.2.5.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	23
2.2.5.2 Расчет частоты вращения долота .....	24
2.2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора .....	24
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	26
2.2.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	27
2.2.8 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате .....	27

2.2.9 Расчет компоновок бурильной колонны и разработка гидравлической программы промывки скважины .....	28
2.2.10 Выбор буровой установки .....	28
2.2.11 Обоснование и выбор типа промывочной жидкости .....	28
2.2.12 Компонентный состав и потребность бурового раствора по интервалам бурения .....	30
2.2.13 Потребность в химических реагентах для бурения скважины.....	30
2.2.14 Контроль параметров бурового раствора .....	31
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	33
2.3.1 Расчет наружных избыточных давлений .....	33
2.3.2 Расчет внутренних избыточных давлений .....	33
2.3.3 Конструирование обсадной колонны по длине .....	36
2.3.4 Проектирование процессов цементирования скважины.....	38
2.3.4.1 Обоснование способа цементирования .....	38
2.3.4.2 Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости .....	39
2.3.4.3 Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора .....	39
2.3.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования .....	40
2.3.5 Проектирование процессов испытания скважин .....	41
2.3.5.1 Выбор жидкости глушения .....	42
2.3.5.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	43
2.3.5.3 Выбор типа пластоиспытателя .....	43
2.3.5.4 Выбор типа фонтанной арматуры .....	44

3. ГЛУШЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЖИДКИМИ РАСТВОРАМИ.....	45
3.1 Технология глушения .....	45
3.1.1 Общая технология глушения .....	45
3.2 Глушение скважин с высокими фильтрационными свойствами продуктивного пласта в условиях аномально низкого пластового давления.....	49
3.3 Растворы для глушения скважин.....	55
3.3.1 Определение плотности и объема жидкости глушения.....	55
3.3.2 Технологические жидкости для глушения скважин .....	58
3.4 Возможные осложнения при глушении скважин .....	62
3.4.1 Осложняющие факторы при глушении водными растворами солей .....	62
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	64
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ООО «СГК-Бурение» .....	64
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия .....	64
4.1.2 Организационная структура управления предприятием .....	64
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....	66
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины .....	66
4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ .....	68
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли.....	69
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	71
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	71
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	71
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	72

5.2 Производственная безопасность.....	72
5.2.1 Анализ опасных производственных факторов.....	72
5.2.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	73
5.2.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	75
5.3 Экологическая безопасность.....	77
5.3.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду .....	77
5.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности ....	78
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	81
5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин.....	81
5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.....	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	82
Список использованной литературы.....	84
Приложение А .....	88
Приложение Б .....	91
Приложение В.....	94
Приложение Г .....	97
Приложение Д.....	102
Приложение Е.....	112

## **ВВЕДЕНИЕ**

В настоящее время одно из лидирующих позиций в добыче нефти и газа занимает Россия, что несет большие прибыли компаниям, занятым добычей нефти и газа.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3310 м на нефтяном месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

В данной работе были рассмотрены разные методы глушение нефтяных и газовых скважин и методы их модернизации.

Ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

# 1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

## 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Геологическая характеристика разреза скважины представлена в приложении А. Конструкция скважины представлена на рисунке 1.1.

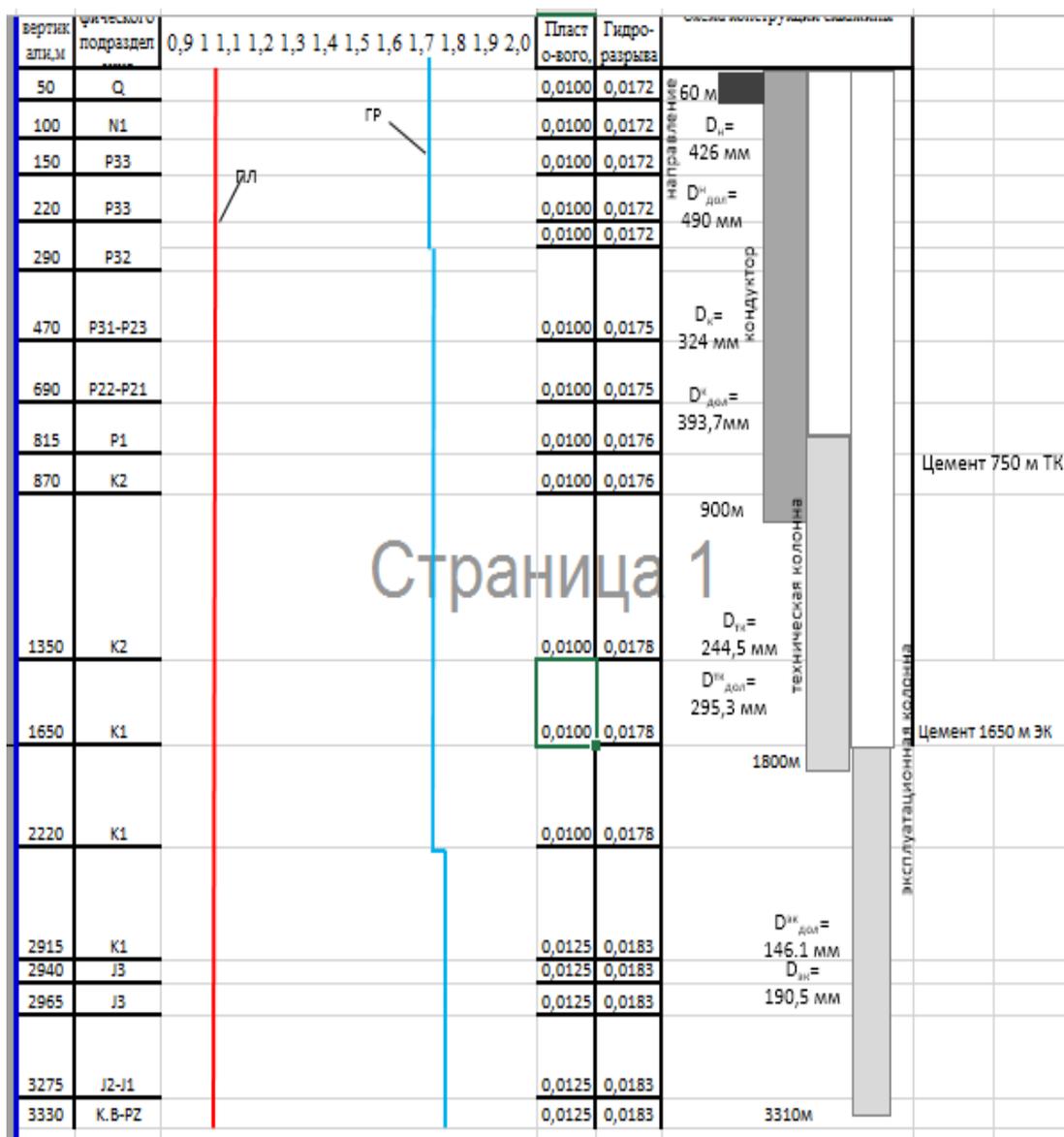


Рисунок 1.1 – Конструкция скважины и график совмещенных давлений

## **2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА**

### **2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин**

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

#### **2.1.1 Построение совмещенного графика давлений**

График совмещенных давлений построен и указан на рисунке 1.1.

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

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

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти.

В моём варианте имеется восемь пластов с нефтью, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение.

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 1800 м.

Следовательно, сделаем вывод, что необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну до глубины 1830 м, так как до этого значения глубины имеется пласт, содержащий неустойчивые горные пород – пески и глины (до 15%). С учетом спуска технической колонны нет необходимости спускать кондуктор до глубины 1800 м и достаточно

спустить на глубину 900 м, чтобы перекрыть первичные интервалы возможных осложнений.

Таблица 2.1 – Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по нефтяному пласту

ИМЯ ПЛАСТА	АС10	БС61	БС72	Ач2	ЮС2-3	ЮС4-5	ЮС6	Pz
L <sub>кр</sub>	2160	2405	2734	2810	2965	3030	3116	3275
Г <sub>пл</sub>	0,102	0,1275	0,1275	0,1275	0,1275	0,1275	0,1275	0,1275
Г <sub>грп</sub>	0,167	0,1806	0,1806	0,1806	0,1806	0,1806	0,1806	0,1806
Р <sub>н</sub>	852	762	762	780	749	742	742	742
Расчетные значения								
Пластовое давление	220,32	306,6375	348,585	358,275	378,0375	386,325	397,29	417,5625
L <sub>конд min</sub>	515	1290	1470	1480	1610	1660	1700	1800
запас	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
Принимаемая глубина	1800							

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 3310 м.

### 2.1.3 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 900 м.

Техническая колонна цементируется 750-1800 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Интервал цементирования будет составлять 1650-3310 м.

## 2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны равна 146,1 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 190,5 мм.

Диаметр технической колонны составляет 244,5 мм. Для данного диаметра колонны соответствует долото диаметром 295,3 мм.

Диаметр кондуктора составляет 324 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

Диаметр колонны составляет 426 мм, а диаметр долота 490 мм.

## 2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

Для начала необходимо произвести расчеты в MS Excel. Произведя расчеты, мы выясним такие параметры, как: давление опрессовки колонн, давление необходимое для ликвидации ГНВП, максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, пластовое давление в кровле продуктивного пласта и высоту столба газа при закрытом устье.

Таблица 2.2 – Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяным пластам

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	10,83	14,62	16,62	16,48	18,48	19,14	19,68	20,69
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	$k$	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ликв}$	9,84	13,29	15,11	14,99	16,80	17,40	17,90	18,81
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{усть}$	8,95	12,08	13,74	13,62	15,28	15,82	16,27	17,10
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{усть}$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	27,00	30,06	34,18	35,13	37,06	37,88	38,95	40,94
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0125	0,0125	0,0125	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м <sup>3</sup>	$\rho_n$	852	762	762	780	749	742	742	742
Ускорение свободного падения	$g$	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{гп}$	2160	2405	2734	2810	2965	3030	3116	3275
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	0	0	0	0	0	0	0	0
Основание натурального логарифма	$e$	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
Степень основания натурального логарифма	$s$	0,00	-0,16	-0,18	-0,17	-0,17	-0,18	-0,18	-0,19
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{газ}$		0,98	0,98	0,98	0,83	0,81	0,81	0,81
Высота столба газа при закрытом устье, м	$h$	-1070,392	-1616,621	-1837,772	-1780,423	-2079,102	-2173,310	-2234,995	-2349,040

Исходя из проведенных выше расчетов давление опресовки:  
 $P_{оп}=20,69\text{МПа}$ .

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

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

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-21-146x245x324 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-350/80x21.

## 2.2 Проектирование процессов углубления скважины

### 2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	900	ВЗД
900	1800	ВЗД
1800	3310	ВЗД
3275	3280	Роторный

### 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направление и PDC для интервалов бурения под кондуктор,

техническую и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-60	60-900	900-1800	1800-3310	3275-3280
Шифр долота		490,0 (19 19/64) GRDP215	БИТ 393,7 В 419 TCP	БИТ 295,3 ВТ 616 Н	БИТ 190,5 ВТ 613	БИТ 190,5/100 В 913
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		М	М+МС	МС	МС+С+Т	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 177	3 152	3 117	3 161
	API	7 5/8	6 5/8	6 5/8	4 1/2	6 5/8
Длина, м		0,5	0,45	0,4	0,35	0,2
Масса, кг		292,7	130	85	38	22
G, тс	Рекоменуемая	10–25	5–12	2–10	2–10	2–5
	Максимальная	25	12	10	10	5
n, об/мин	Рекоменуемая	40–600	80–400	80–400	60–400	60–120
	Максимальная	600	400	400	400	120

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

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

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

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

### **2.2.3 Выбор типа калибратора**

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

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

- для бурения интервала под кондуктор 60-900 м с PDC долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами;

- для бурения интервала под техническую колонну 900-1800 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами;

- для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1800-3310 м с PDC долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-900	900-1800	1800-3310
Шифр калибратора		КЛС 490 МС	КЛС 390 М	К 295 С	УЗ - КС 190,5 СТ
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		490	390	295	190,5
Тип горных пород		М	М+МС	МС	МС+С+Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н171/М171	Н152/М152	Н117/М117
	API	-	-	-	-
Длина, м		1,07	0,85	0,67	0,35
Масса, кг		450	261	158	44

## 2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3275-3280	КИ 2.1. 172/100	2-5	20-40	15-20

## 2.2.5 Проектирование режимов бурения

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

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;

- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.7.

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 6 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

Таблица 2.7 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-60	60-900	900-1800	1800-3310	3275-3280
Исходные данные					
D <sub>д</sub> , см	49	39,37	29,53	19,05	19,05
G <sub>пред</sub> , Т	25	12	10	10	5
Результаты проектирования					
G <sub>доп</sub> , Т	20	9,6	8	8	4
G <sub>проект</sub> , Т	6	6	8	7	3

### 2.2.5.2 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Результаты частоты вращения долота

Интервал	0-60	60-900	900-1800	1800-3310	3275-3280	
Исходные данные						
V <sub>л</sub> , м/с	3,4	2	1,5	1,5	1	
D <sub>д</sub>	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	190,5
Результаты проектирования						
n <sub>1</sub> , об/мин	133	97	97	150	100	
n <sub>стат</sub> , об/мин	40-60	100-160	100-180	140-200	20-40	
n <sub>проект</sub> , об/мин	60	100	100	150	40	

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин.

### 2.2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса

шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.9.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 45 л/с исходя из статистических данных для данного диаметра долот.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 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 техническую колонну принимается 50 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

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

Таблица 2.9 – Расход бурового раствора

Интервал	0-60	60-900	900-1800	1800-3310	3275-3280
Исходные данные					
$D_d$ , м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
$K$	0,65	0,55	0,5	0,4	0,3

Продолжение таблицы Б.7

$K_k$	1,29	1,25	1,15	1,15	1,15
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,14	0,14	0,12	0,12
$V_m$ , м/ч	40	35	30	30	5
$d_{от}$ , м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нmax}$ , м	0,0238	0,0127	0,0119	0,0071	0,0064
$n$	3	6	6	6	9
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,75	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02

Продолжение таблицы 2.9

$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,121	1,121	1,07	1,338	1,338
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2,05	2,1	2,1	2,25	2,5
Результаты проектирования					
$Q_1$ , л/с	123	67	34	11	9
$Q_2$ , л/с	124	73	37	13	4
$Q_3$ , л/с	88	55	42	16	16
$Q_4$ , л/с	42	45	42	25	34
Области допустимого расхода бурового раствора					
$\Delta Q$ , л/с	42-124	45-73	34-42	11-25	4-34
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
$Q_{\text{проект}}$ , л/с	45	70	50	32	20

### 2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-900	900-1800	1800-3310	3275-3280
Исходные данные						
$D_d$	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	190,5
$G_{oc}$ , кН		49	59	59	78	69
$Q$ , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования						
$D_{зд}$ , мм		-	315	236	152	-
$M_p$ , Н*м		-	3066	3046	1768	-
$M_o$ , Н*м		-	197	148	95	-
$M_{уд}$ , Н*м/кН		-	49	37	24	-

Для интервалов бурения 60-900 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240М.7/8.55 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервалов бурения 900-1800 метров (интервал бурения под техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель Д1-240М который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 1800-3310 метров (интервал бурения под

эксплуатационную колонну) проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.7/8.55	60-900	240	9,975	2432	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
Д1-240М	900-1800	240	7,228	1842	30-50	84-144	9,0-12,0	56-136
ДГР-165.7/8.49	1800-3310	165	8,652	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

### 2.2.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б.

### 2.2.8 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате

Табличное значение  $Q_{тк}$  для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 148 и 155 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата  $C=0,9$ .

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

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

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{133,2}{109,6} = 1,22 > 1,15,$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{109,6} = 1,27 > 1,15.$$

### 2.2.9 Расчет компоновок бурильной колонны и разработка гидравлической программы промывки скважины

Расчет компоновок бурильной колонны и разработка гидравлической программы промывки скважины представлены в приложении В.

### 2.2.10 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Выбор буровой установки

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{\text{бк}}$ )	109,62	$[G_{\text{кр}}] \times 0,6 \geq Q_{\text{бк}}$	$120 > 109,62$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{\text{об}}$ )	90	$[G_{\text{кр}}] \times 0,9 \geq Q_{\text{об}}$	$180 > 90$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{\text{пр}}$ )	142,5	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{пр}} \geq 1$	$200/142,5 = 1,4 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{\text{кр}}$ )	200		

### 2.2.11 Обоснование и выбор типа промывочной жидкости

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;

- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

### **Интервал бурения под направление 0–60 метров**

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

Для бурения данного интервала будем применять бентонитовый буровой раствор на водной основе. Плотность 1,121 г/см<sup>3</sup>, условная вязкость 90-100 сек.

Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. В процессе бурения, разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяется барит.

### **Интервалы бурения под кондуктор 60–900 метров и техническую колонну 900–1800 метров**

Породы, слагающие интервал под кондуктор и техническую колонну, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с

большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуливаемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

### **Интервал бурения под эксплуатационную колонну 1800–3310 метров**

В интервале бурения под эксплуатационную колонну так же присутствует наличие глин в разрезе, что неблагоприятно отразится на стволе скважины при длительном времени бурения. Возможны осложнения в виде сужения ствола скважины, набухания, так же на данных интервале в зоне продуктивных пластов возможны поглощения бурового раствора и ГНВП. Данные проблемы решаются с использованием ингибирующего бурового раствора.

### **2.2.12 Компонентный состав и потребность бурового раствора по интервалам бурения**

Описание компонентных составов и технологических свойств буровых растворов, для бурового раствора под направление, для бурового раствора под кондуктор, для бурового раствора под техническую колонну, для бурового раствора под эксплуатационную колонну представлены в приложении Г.

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

### **2.2.13 Потребность в химических реагентах для бурения скважины**

Расчёт потребности химических реагентов для приготовления и регулирования свойств бурового раствора приведен в приложении Г.

#### **2.2.14 Контроль параметров бурового раствора**

Своевременное принятие необходимых мер по борьбе с осложнениями возможно только при систематическом контроле всех внесенных в ГТН показателей раствора.

Периодичность замера параметров раствора проводить согласно «Единым техническим правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях».

В зависимости от задач контроля, изученности условий бурения скважин используют эвристический и вероятностно-статистический методы определения периодичности контроля. Эвристический метод базируется на опыте специалистов в области бурения скважин и применяется в тех случаях, когда невозможно формализовать изучаемые процессы. Результаты определения периодичности контроля параметров бурового раствора вероятностно-статистическими методами представляют вероятность невыхода показателей свойств бурового раствора за установленные пределы за определенный промежуток времени.

Периодичность контроля параметров при бурении скважин, например, плотности, условной вязкости, водоотдачи, статического напряжения сдвига бурового раствора и др., во всех нефтедобывающих районах согласно «Единым техническим правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях» назначается директивно:

- при бурении скважин в нормальных условиях необходимо контролировать такие показатели свойств бурового раствора, как плотность и вязкость – через 1 час, СНС, водоотдачу, температуру, содержание водородных ионов, твердой фазы и песка, толщину фильтрационной корки – два раза в смену, содержание солей в фильтрате – два раза в недел;

- при разбуривании газовых горизонтов и бурении скважин в осложненных условиях следует контролировать такие параметры бурового раствора, как плотность и вязкость – через 10-15 мин, СНС, водоотдачу и температуру – через час, содержание нефти в растворе – один раз в 10 дней;

– при применении ингибированных буровых растворов смалым содержанием твердой фазы, эмульсионных, на нефтяной основе необходимо контролировать их параметры не менее одного раза за долбление.

Исходя из опыта сооружений скважин на месторождениях Западной Сибири (литологический разрез данной скважины позволяет предположить, что находится она именно в Западной Сибири) примем следующую периодичность контроля параметров бурового раствора (таблица 2.13).

Для контроля параметров будем использовать следующее оборудование:

- плотность – рычажные весы-плотномер;
- условная вязкость – ВБР-2;
- СНС, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига – вискозиметр OFITE 800;
- МВТ – по величине адсорбции метиленовой сини;
- содержание твердой фазы – ОМ-2;
- жесткость по  $Ca^{2+}$  – титрованием фильтрата бурового раствора;
- содержание хлорид-ионов – аргентометрическим методом;
- водоотдача – фильтр-пресс АРІ;
- толщина корки – штангенциркуль с глубиномером;
- рН – рН-метр;
- содержание песка – ОМ-2.

Таблица 2.13 – Регламент контроля параметров бурового раствора по интервалам бурения

Параметры бурового раствора	Под направление	Под кондуктор	Под тех. колонну/ эксплуат. колонну
Плотность	1 раз/1 час	1 раз/1 час	1 раз/1 час
Условная вязкость	1 раз/1 час	1 раз/1 час	1 раз/1 час
Пластическая вязкость (API)		2 раз/сут	2 раз/сут
Динамическое напряжение сдвига (API)		2 раз/сут	2 раз/сут
СНС 10с/10мин (API)		1 раз/4 час	1 раз/4 час

## Продолжение 2.13

МВТ, содержание твёрдой фазы		2 раза/сут	2 раз/сут
Жесткость по $\text{Ca}^{2+}$		2 раза/сут	2 раз/сут
Содержание хлорид-ионов		2 раза/сут	2 раз/сут
Водоотдача, толщина корки	1 раз/4 час	1 раз/4 час	1 раз/4 час
pH	1 раз/4 час	1 раз/4 час	1 раз/4 час
Содержание песка	1 раз/4 час	2 раза/сут	2 раза/сут

### 2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

#### 2.3.1 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:

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

На рисунках 2.1 и 2.2. представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонн и кондуктора соответственно.

#### 2.3.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

- при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда

давление на цементировочной головке достигает максимального значения;

- при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 2.3 и 2.4 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонн и кондуктора соответственно.

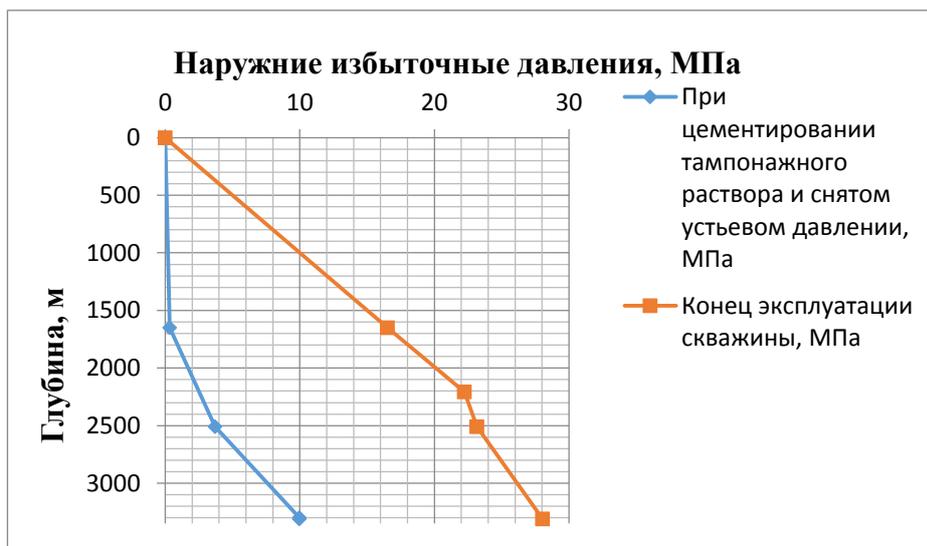


Рисунок 2.1 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

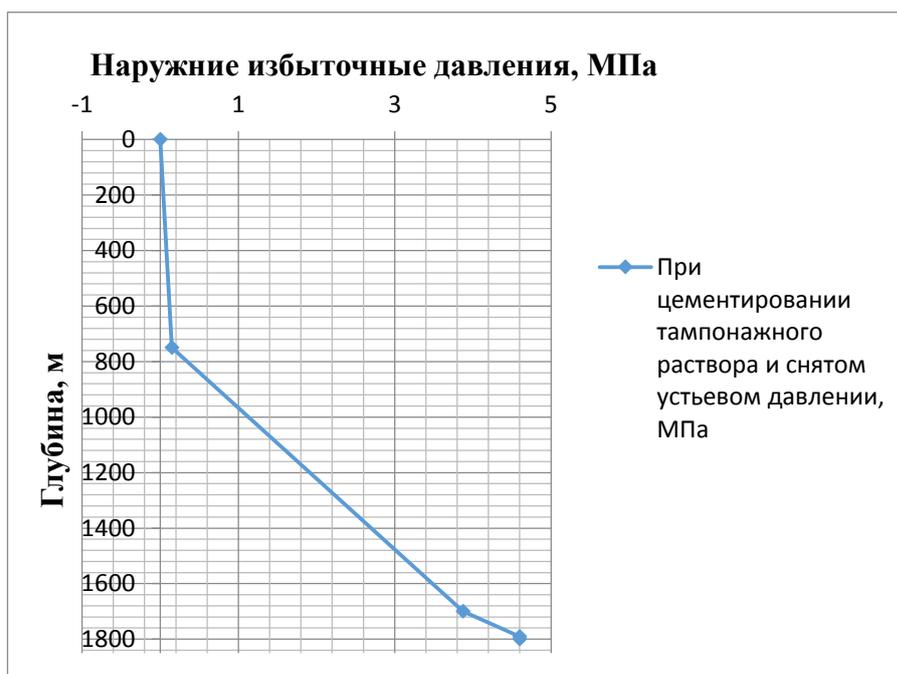


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

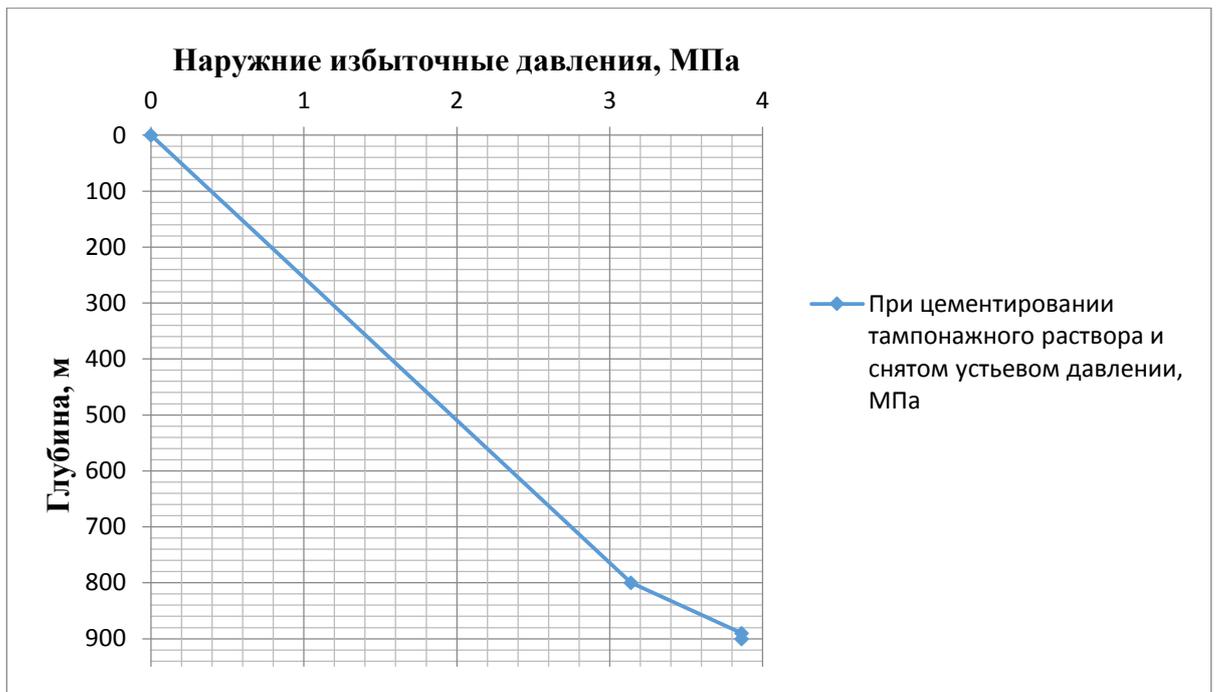


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

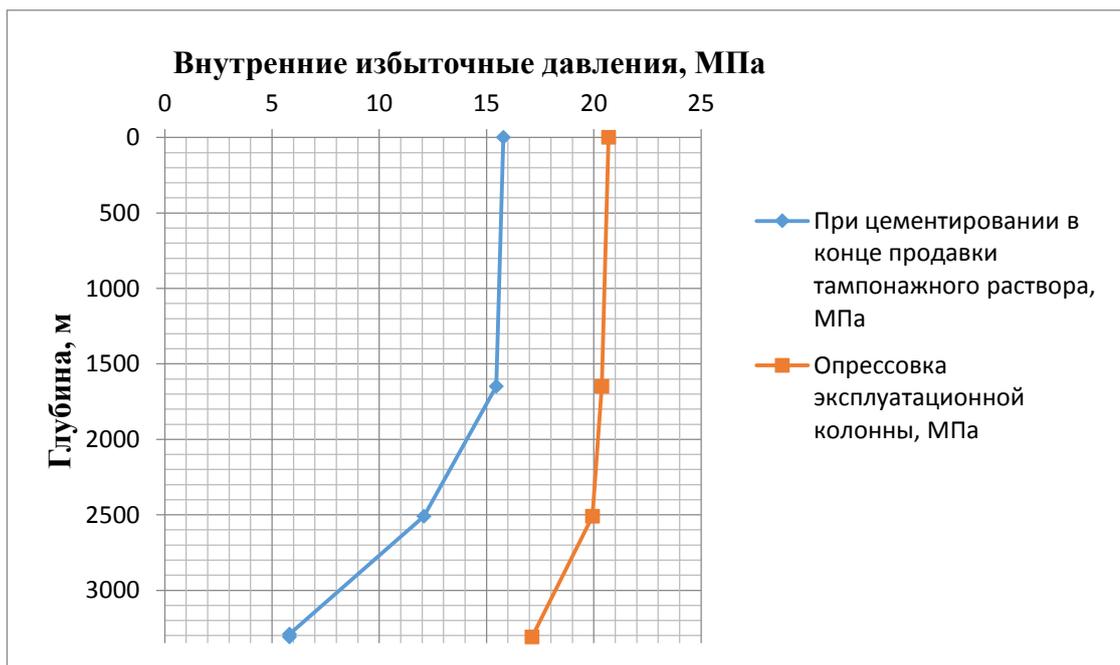


Рисунок 2.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

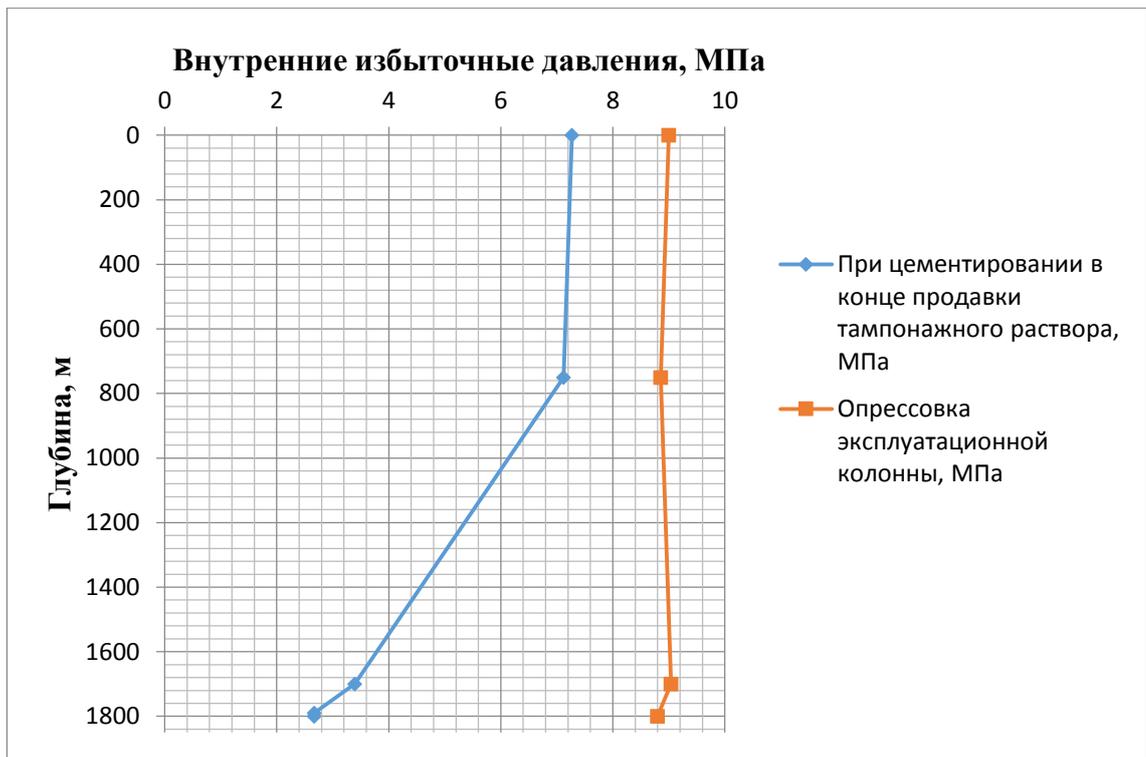


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны



Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

### 2.3.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	60	104,4	6264	6264	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	900	67	60300	60300	0-900
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1800	47	84600	84600	0-1800
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	9,5	1200	32,1	38520	94435	2110-3310
2	ОТТМ	Д	7,7	2110	26,5	55915		0-2210

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	3310	3310	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	3300	3300	1	1
	ЦПЦ-146/190 («НефтьКам»)	0	1800	36	99
		1800	2160	6	
		2160	2180	2	
		2180	2400	5	
		2400	2430	3	
		2430	2730	6	
		2730	2760	3	
		2760	2810	1	
		2810	2830	2	
		2830	2960	3	
		2960	3030	7	
		3030	3120	9	
	3120	3280	16		
	ЦТ 146/190	2150	2190	4	57
		2390	2440	5	
		2720	2770	5	
		2800	2840	4	
		2950	3040	9	
		3020	3130	11	
		3100	3290	19	
	ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	3300	3300	1	1
	ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	3300	3300	1	1

Продолжение таблицы 2.15

Техническая, 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1800	1800	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1790	1790	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	900	19	43
		900	1800	24	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1780	1780	1	1
ПРП-Ц-Н-245 («Уралнефтемаш»)	1780	1780	1	1	
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	900	900	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	890	890	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	60	5	23
		60	900	18	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	890	890	1	1	
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	30	30	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	20	20	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	20	2	4
		20	60	2	
ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	20	20	1	1	

### 2.3.4 Проектирование процессов цементирования скважины

#### 2.3.4.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (1)$$

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

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

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

Поскольку  $46,91 \leq 57,5$ , условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

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

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.16.

Таблица 2.16 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,06	1020	1,01	МБП-СМ	71
			4,05	МБП-МВ	61
Продавочная жидкость	43,87	1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	15,01	1400	13,05	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	10330
				НТФ	6,15
Нормальной плотности тампонажный раствор	13,06	1820	8,72	ПЦТ-II-100	16812
				НТФ	5,35

### 2.3.4.3 Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые значения плотности тампонажного раствора нормальной плотности и облегченного, выбираем для цементирования скважины следующие марки цемента:

Для облегченного тампонажного раствора – ПЦТ-III-Об(4-6)-100.

Для тампонажного раствора нормальной плотности – ПЦТ-II-100.

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m).$$

Для цемента нормальной плотности равна 16,812 т. Для облегченного 11,507 т.

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м<sup>3</sup>) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m.$$

Для цемента нормальной плотности равна 8,72 м<sup>3</sup>, для облегченного равна 13,05 м<sup>3</sup>.

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м<sup>3</sup>.

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м<sup>3</sup>, а «МБП-МВ» – 15 кг/м<sup>3</sup>.

#### **2.3.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования**

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320,

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30,

В качестве осреднительной установки – УСО-20

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}.$$

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности необходимо 2 машины УС6-30

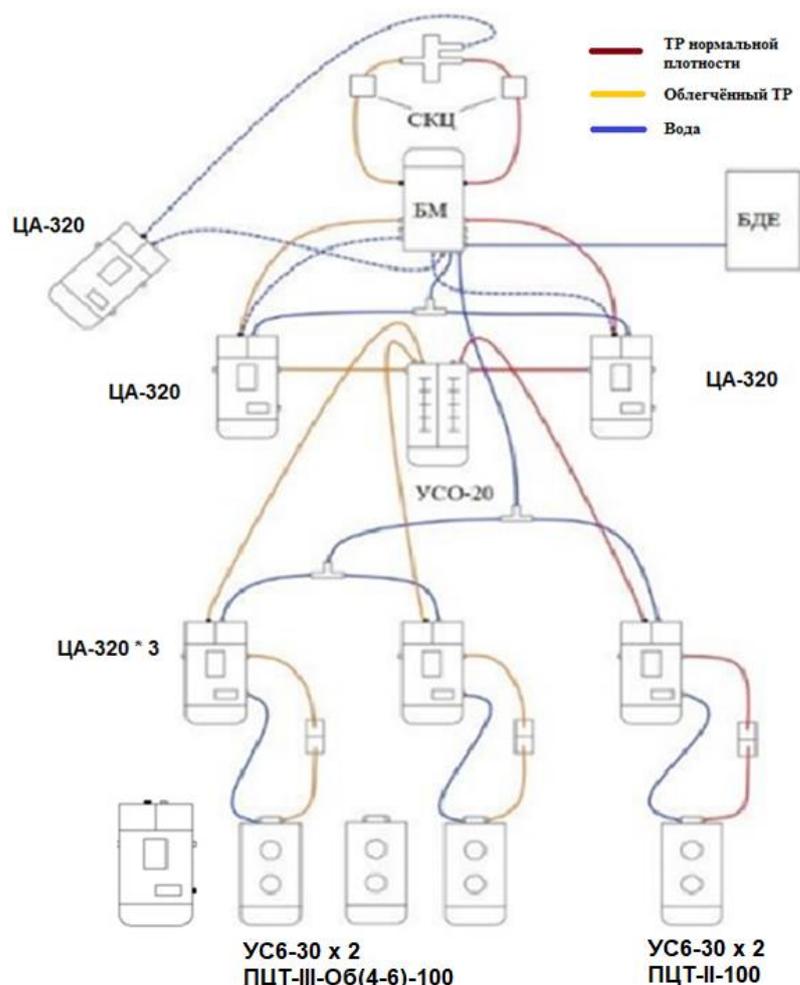


Рисунок 2.7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

### 2.3.5 Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- Оценка продуктивности пласта.
- Отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования.
- Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).
- Оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

### 2.3.5.1 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 2.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,0125 \cdot 10^6}{9,81} = 1340 \text{ кг/м}^3, \quad (2)$$

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

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

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 3.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2V_{\text{внЭК}} = 2 \cdot 42,85 = 85,7 \text{ м}^3, \quad (3)$$

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

### 2.3.5.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

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

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

В таблицу 2.17 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 2.17 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
5	Кабель	Кумулятивная	Скорпион 89 («Промперфоратор»)	20	1

### 2.3.5.3 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание

изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

#### **2.3.5.4 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 АФ1-80/65x21.

### 3. ГЛУШЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЖИДКИМИ РАСТВОРАМИ

#### 3.1 Технология глушения

##### 3.1.1 Общая технология глушения

Агрегаты должны быть расстановлены на расстоянии не менее 10 м от устья скважины и таким образом, чтобы их кабины не были обращены к устью. Агрегаты устанавливаются с подветренной стороны и расстояние между ними должно быть не менее 1 м. Выхлопные трубы должны быть оборудованы глушителями и искрогасителями. Не допускается установка агрегата под линии электропередач. Нагнетательные линии от агрегатов должны быть оборудованы обратными клапанами, тарированными предохранительными устройствами заводского изготовления и манометрами. Отвод от предохранительного устройства на насосе должен быть закрыт кожухом и выведен под агрегат.



Рисунок 3.1 – Расстановка наземного оборудования при глушении скважин

Монтаж нагнетательного трубопровода должен производиться из труб и стальных шарнирных соединений высокого давления. Трубы нагнетательной линии раскладываются от насосных агрегатов к устью скважины:

- в местах соединений производится их укладка на деревянные выкладки;
- проверяется исправность резинового уплотнительного элемента на ниппеле трубы;

- ниппель направляется в муфту соседней трубы и наживляется гайка БРС в направлении по часовой стрелке;
- ударами кувалды производится закрепление гайки БРС;
- для возможности сборки линий в различных плоскостях в отношении труб друг к другу применяются стальные шарнирные соединения высокого давления.

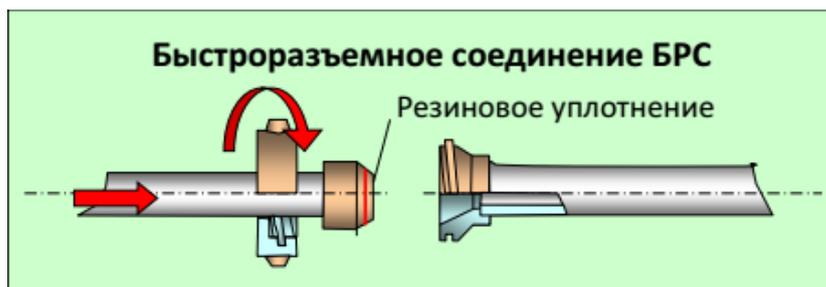


Рисунок 3.2 – Схема быстроразъёмного соединения

После сборки линий производится испытание линий на герметичность:

- закрывается задвижка на фонтанной арматуре;
- удаляется персонал из опасной зоны;
- по команде руководителя работ начинается нагнетание жидкости в напорные линии до 1,5-кратного значения ожидаемого рабочего давления (указано в плане работ);

Линии считаются герметичными, если в течение 3-х минут давление опрессовки не падает. В случае обнаружения пропусков, давление снизить до атмосферного, произвести устранение пропусков и повторить опрессовку снова.

Глушение скважин может производиться прямым и обратным способом. При прямом способе, жидкость глушения закачивается через НКТ, при обратном - в затрубное пространство.

Процесс глушения (в пределах одного цикла) должен быть непрерывным. Прокачивание необходимого объёма жидкости глушения должно быть непрерывным с поддержанием противодействия жидкости на линии выхода жидкости из скважины в пределах 2-3 МПа. При поглощении жидкости глушения пластом-коллектором необходимо уменьшить противодействие на

пласт, регулируя его в диапазонах коэффициента  $K$  и снизить противодействие на линии выхода жидкости до минимума, производя глушение на ёмкость.

При закачивании необходимо наблюдать за показаниями манометров и герметичности нагнетательных линий. Не допускается нахождение персонала в зонах близлежащих к нагнетательным линиям.

Если производится глушение в два и более циклов, то скважина закрывается и ставится на отстой на время, указанное в плане. Перерыв между циклами глушения должен составлять:

- для колонны диаметром 168 мм — не менее 8 ч;
- для колонны диаметром 146 мм — не менее 12 ч.

При глушении скважины в 2 цикла (для скважин с глубиной спуска насоса, хвостовика или НКТ, составляющей более половины длины ствола скважины до интервала перфорации) объем жидкости глушения должен быть для первого цикла не менее величины полного объема эксплуатационной колонны от глубины спуска насоса (башмака хвостовика или НКТ) до забоя.

Для второго цикла не менее полного объёма эксплуатационной колонны до глубины спуска насоса или хвостовика с учетом водоизмещения НКТ. Без наличия этого объема на скважине начинать глушение запрещается.

Перед глушением, кроме случаев, связанных с негерметичностью лифтов НКТ, производится сбитие сбивного клапана путём сбрасывания лома.

Объём жидкости глушения для 1-го цикла глушения определяется по формуле:

$$V_{1 \text{ цикла}} = (H - H_{\text{ГНО}}) * S_{\text{ЭК}}, \quad (4)$$

где  $H$  - глубина текущего забоя скважины, м;

$H_{\text{ГНО}}$  – глубина спуска подземного оборудования, м,

$S_{\text{ЭК}}$  – площадь эксплуатационной колонны по внутреннему диаметру, м<sup>2</sup>.

Объём жидкости глушения для 2-го цикла глушения определяется по формуле:

$$V_{2 \text{ цикла}} = (H_{\text{ГНО}} * S_{\text{ЭК}}) - V_{\text{ВОДОИЗМ}}, \quad (5)$$

где  $V_{\text{ВОДОИЗМ}}$  - водоизмещение НКТ.

Признаком окончания глушения скважины является соответствие плотности жидкости выходящей из скважины плотности жидкости глушения, при этом объем прокаченной жидкости глушения должен быть не менее расчетной величины.

Контроль плотности раствора является неотъемлемой частью процесса глушения скважин. Для замера плотности используется ареометр. Чтобы измерить плотность с помощью ареометра необходимо:

- произвести отбор пробы жидкости глушения, заполнить ведро водой;
- отвернуть нижнюю часть ареометра;
- налить в нее пробу;
- соединить верхнюю и нижнюю часть ареометра;
- опустить ареометр в ведро;
- определить по риске погружения на шкале прибора плотность жидкости глушения.

Плотность жидкости глушения должна соответствовать плотности, указанной в согласованном плане работ.

Стравливание давления после окончания глушения происходит по следующей последовательности:

- останавливается скважина;
- на всех задвижках промывочного оборудования необходимо проверить наличие надписей с указанием направления открытия или закрытия задвижки;
- производится разрядка скважины открытием задвижки.
- проверяется исправность запорной арматуры.
- открытие задвижки осуществляется вращением (поворотом) штурвала в направлении, указанном на штурвале (в основных случаях – в направлении против часовой стрелки).

После того как скважина заглушена (давление в трубном и затрубном пространстве равны нулю), можно приступать к монтажу подъёмного агрегата и к самому ремонту скважины.

### **3.2 Глушение скважин с высокими фильтрационными свойствами продуктивного пласта в условиях аномально низкого пластового давления**

Поскольку в настоящее время большинство крупных месторождений отечественной нефтегазовой отрасли находится на поздней стадии разработки, проблема глушения скважин становится особенно актуальной. Первоочередной проблемой при этом являются осложнения, связанные с поглощениями технологических жидкостей. Анализ горно-геологических условий эксплуатации скважин месторождений с аномально низким пластовым давлением (АНПД) показал, что применяемые в начальный период разработки месторождения традиционные жидкости глушения такие как растворы хлористого кальция и натрия, гидрофобные эмульсии, инвертно-мицеллярные дисперсии и др. на поздней стадии эксплуатации, особенно в условиях АНПД, стали непригодными. Это связано с отсутствием возможности снижения плотности и повышения вязкости данных растворов. Они в условиях АНПД способны ухудшить фильтрационные характеристики продуктивных пластов, что создает ряд трудноразрешимых проблем при проведении ремонтных работ и освоении скважин из-за поглощения растворов. В результате для восстановления притока после ремонта, как правило, требуется дополнительное воздействие на призабойную зону пласта, связанное с большими затратами средств и времени. В некоторых случаях глушение скважин вышеперечисленными жидкостями становится невозможным, поскольку происходит их поглощение в сильно дренированном интервале зоны перфорации с последующим газопроявлением из менее дренированных интервалов.

Указанные проблемы особенно характерны для Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения. Промышленная разработка сеноманской залежи УНГКМ началась в конце 70-х годов.

В настоящее время ведется эксплуатация сеноманских и валанжинских отложений. Средняя газонасыщенная мощность по Уренгойской площади - 60,8 м. Породы-коллектора сеноманских залежей представлены песчаниками и алевролитами мелко- и среднезернистыми, слабосцементированными, рыхлыми,

в различной степени глинистыми с редкими включениями карбонатных разностей. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов сеномана изменяются в широких пределах - проницаемость от единиц до 4 мкм<sup>2</sup>, пористость от 20 до 36 %. Начальное пластовое давление по сеноманской залежи достигало 122 кгс/см<sup>2</sup>. Текущее пластовое давление по сеноманским скважинам составляет 30 - 40 кгс/см<sup>2</sup>, т.е. снизилось на 60-70%.

Вещественный состав пород-коллекторов валанжинского горизонта представлен мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Валанжинские отложения на Уренгойском НГКМ сложены коллекторами, которые имеют проницаемость от единиц до 300 мкм<sup>2</sup>, пористость от 13 до 18%. Текущее пластовое давление по сеноманским скважинам составляет 130 - 150 кгс/см<sup>2</sup>, т.е. снизилось на 60-70% на 50% и более.

По данным ООО "Уренгойгазпром" [5] на Уренгойском НГКМ методы глушения скважин и технологические параметры жидкостей подбирались без учета сохранения естественной проницаемости коллектора. После глушения и консервации скважин в среде глинистого раствора и рассола хлористого кальция наблюдалось снижение дебитов газоконденсатных скважин на 60-63%, и газовых скважин на 20%. На каждой третьей скважине проводилось повторное глушение из-за поглощений жидкостей глушения высокопроницаемыми (2 - 4Д) суперколлекторами. Объемы поглощаемой жидкости в 3-4 раза превышали объемы скважин, что увеличило сроки освоения скважин до 4-20 суток. При этом по экстраполяционным кривым динамики восстановления продуктивности скважин выход на доремонтный режим составляет в среднем 218 суток. Использование в качестве жидкости глушения инвертных эмульсионных растворов на Уренгойском месторождении не дало положительного результата [6].

Глушение скважин требует предварительного выбора жидкости глушения и обоснования ее технологических свойств. Предлагаемая [7] методика выбора жидкости для глушения скважины базируется на принципе достижения максимально возможного значения ОП в каждом конкретном

случае. Под величиной ОП понимается отношение коэффициента продуктивности скважины после глушения к коэффициенту продуктивности скважины до глушения.

Влияние жидкости глушения количественно оценивается по величине скин-эффекта  $S$ , который вычисляется по формуле Ван-Эвердингена и зависит от радиуса проникновения жидкости глушения в пласт и коэффициента восстановления проницаемости пласта. Формулы для определения ОП и  $S$ , как известно, имеют вид:

$$\bar{H} = \frac{A}{(A+S)}, \quad (6)$$

$$\bar{H} = \frac{A}{(A+S)},$$

$$S = \left( \frac{1}{\beta} - 1 \right) \cdot \text{Ln}(\bar{R}), \quad (7)$$

где  $A = \text{Ln}(R_k - R_c)$ ;

$S$  - скин-эффект, обусловленный действием жидкости глушения;  $R' = R_o / R_n$ .

$R_c$ ,  $R_k$  - радиус скважины и радиус контура питания скважины, соответственно;

$R_c$ ,  $R_k$  - относительный радиус проникновения жидкости глушения в пласт;

$\beta$  - коэффициент восстановления проницаемости пласта.

На рисунке 3.3 показано расчетное значение требуемой эффективной вязкости жидкости для глушения скважин в зависимости от репрессии на продуктивный пласт и значения скин-фактора. Расчеты выполнены для следующих условий:  $k=2Д$ ,  $m=0,25$ ,  $h=30м$ ,  $T=0,5$  сут,  $V_o \leq 1,82м^3$ , что соответствует статическому уровню жидкости в скважине не более 100м, при диаметре эксплуатационной колонны 168мм.

Как видно из рисунка, глушение скважин при репрессии от 2МПа с скин-фактором  $S=10-50$  обусловленным несовершенством вскрытия из-за наличия перфорированной колонны, фильтра и т.д. невозможно с применением традиционных растворов. Требуется раствор с эффективной вязкостью в пластовых условиях от 2000 до 7000 мПа с. Поэтому, в первую очередь

необходимо сформировать непроницаемую и легко удаляемую впоследствии при освоении зону с значением скин-фактора около 10000, применения специальных блокирующих составов. В этом случае процесс глушения скважины с АНПД можно разбить на два этапа. На первом этапе глушение ведется с применением блокирующей жидкости, в процессе которого формируется эффективный экран, который препятствует проникновению основной жидкости глушения. И только после этого, на втором этапе возможно применение традиционных жидкостей глушения с эффективной вязкостью 10-30 мПа\*с.

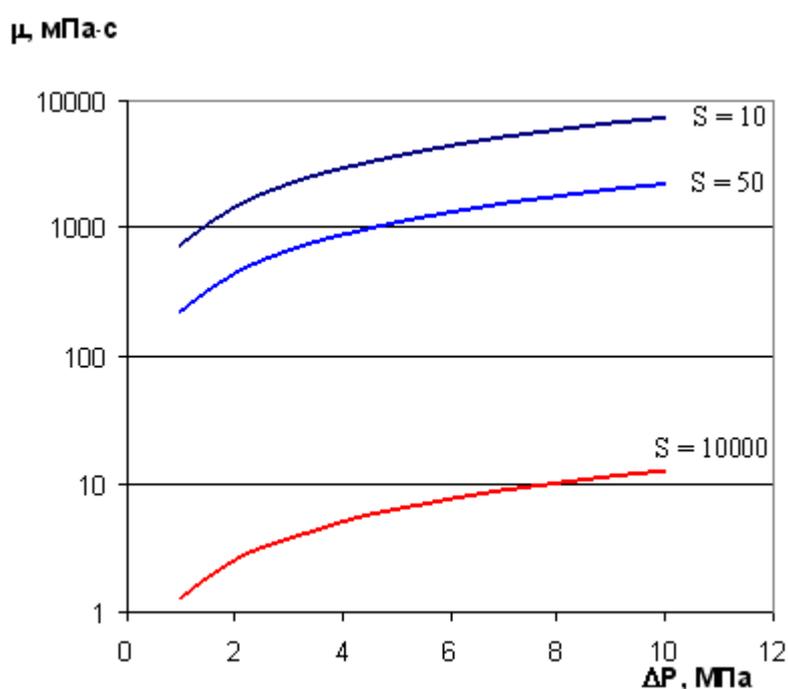


Рисунок 3.3 – Расчетное значение требуемой эффективной вязкости жидкости для глушения скважин в зависимости от репрессии на продуктивный пласт и значения скин-фактора

При участии специалистов ОАО "НПО "БУРЕНИЕ" с использованием универсальной технологической жидкости VIP (УТЖ VIP) успешно проведены работы по глушению скважин Уренгойского НГКМ. Система УТЖ VIP представляет собой псевдопластичную, практически не фильтрующуюся в пластовых условиях жидкость гелеобразного вида, основой которой является

нефть или газовый конденсат. Основные характеристики системы УТЖ VIP представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Основные физико-химические свойства УТЖ VIP

№ п/п	Характеристика	Значение
1.	Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,76 – 1,20
2.	Тип жидкости	углеводородная (загущенная нефть или газовый конденсат)
3.	Вязкость условная при истечении 500 см <sup>3</sup> , с	60-800
4.	Эффективная вязкость при низких скоростях сдвига 9 с <sup>-1</sup> , при t=20°C/t=80°C	300-2700/2500-3500
5.	Фильтрация, см <sup>3</sup> /30 мин при t=80°C и P= 30 атм	3-4
6.	Термостабильность, °C	120
7.	Коэффициент восстановления проницаемости, %	95-100

Основным отличием универсальной технологической жидкости VIP от применяемых в настоящее время эмульсий, рассолов, жидкостей глушения на полисахаридной основе и других технологических жидкостей является обеспечение высокого блокирующего эффекта, образованного углеводородной жидкостью, за счет значительного увеличения эффективной вязкости в забойных условиях (до 3200мПа с) (рисунок 3.4), что обеспечивает практически отсутствие фильтрации и полное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта вне зависимости от геолого-технических условий в скважине, в том числе при АНПД и высокой проницаемости пласта.

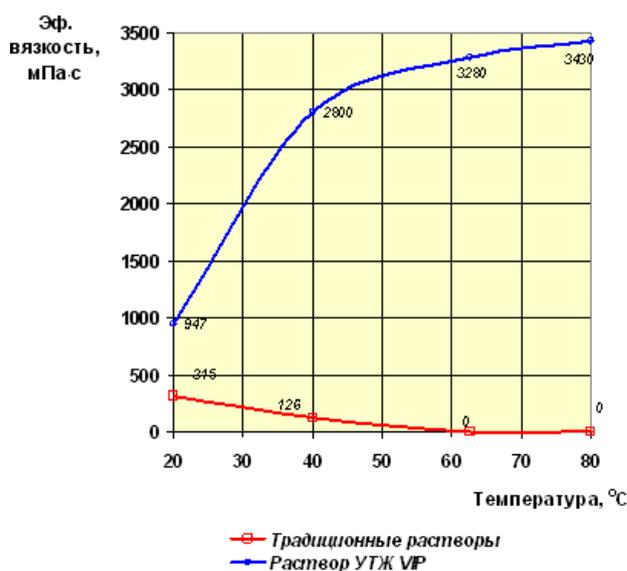


Рисунок 3.4 – Изменение эффективной вязкости УТЖ VIP от температуры при скорости сдвига 9

Глушение скважин производилось последовательной закачкой в НКТ при открытой затрубной задвижке раствора хлористого кальция или сеноманской воды в объеме затрубного пространства, далее производилась закачка в НКТ 8-10 м<sup>3</sup> универсальной технологической жидкости VIP с частичной продавкой в пласт, продавка осуществлялась основной ЖГ (рисунок 3.5). После этого скважину закрывали на 12 ч для определения статического уровня.

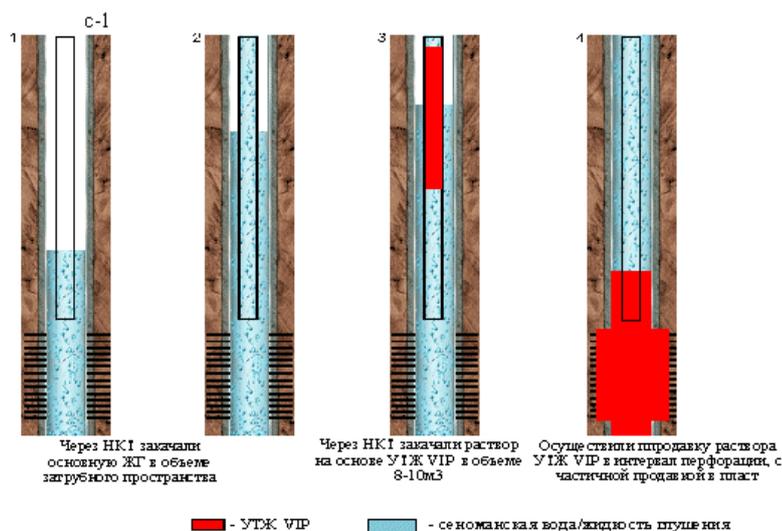


Рисунок 3.5 – Технологическая схема применения УТЖ VIP при глушении газовых скважин

Через 12 часов после проведения работ по глушению скважин и стравливания газовой шапки получены следующие результаты:  $P_{тр.} = 0$  кгс/см<sup>2</sup>;  $P_{зт.} = 0$  кгс/см<sup>2</sup>, уровень жидкости в стволе скважины составлял не более 100 м. Следует отметить, что репрессия на пласт в воланжинских скважинах достигает 140-180 атм, а в сеноманских 80-95 атм. При этом радиус фильтрации жидкости не превышал значение: по газоконденсатным скважинам 0,20-0,22 м, по газовым скважинам 0,11-0,18 м, что соответствует рассчитанному по формуле (5) значению ОП: 0,9-0,95 по газоконденсатным скважинам и 0,93-0,98 по газовым скважинам.

Применение раствора УТЖ VIP на сеноманских и волонжинских скважинах Уренгойского НГКМ обеспечило надежную блокировку ПЗП при глушении скважин достаточную для безопасной работы бригады КРС, а также выполнения таких технологических операций, как: восстановление забоя

скважины; разбуривание цементного моста; фрезерование постороннего предмета и др. Отмечается снижение объемов поглощаемой жидкости и времени ремонта скважин.

Таким образом применение состава УТЖ VIP позволяет:

- выполнять работы по глушению скважин с АНПД с применением традиционных жидкостей;
- исключить повторное глушение и связанные с ним дополнительные затраты;
- сохранить производительность скважин на доремонтном уровне.

### 3.3 Растворы для глушения скважин

#### 3.3.1 Определение плотности и объема жидкости глушения

Для глушения скважин за один цикл через насосно-компрессорные трубы, спущенные до забоя, с полной заменой скважинной жидкости и продавливанием жидкости глушения в пласт, необходимая ее плотность рассчитывается по формуле:

$$\rho_{жс} = \frac{P_{пл} \cdot (1 + \Pi)}{h_{из} \cdot 9,81} \quad , \quad h_{из} = l_{из} \cdot \cos \alpha$$

где  $\Pi$  – коэффициент безопасности работ, учитывающий возможность повышения пластового давления в призабойной зоне скважины в период ремонта;

$P_{пл}$  – пластовое давление, Па;

$h_{из}$  – отметка положения искусственного забоя по вертикали скважины, м;

$l_{из}$  – отметка положения искусственного забоя по стволу скважины, м;

$\alpha$  – средний зенитный угол ствола скважины, град.

Количество циклов глушения для фонтанных скважин с длиной лифта до интервала перфорации – один, во всех остальных случаях количество циклов определяется отношением глубины искусственного забоя и глубиной спуска подземного оборудования:

- для скважин с глубиной спуска насоса, хвостовика или НКТ, составляющей более половины длины ствола скважины до интервала перфорации – 2 цикла;

- для скважины с глубиной спуска насоса, хвостовика или НКТ, составляющей менее половины длины ствола скважины до интервала перфорации – 3 и более циклов.

Для глушения скважин механического фонда в условиях отстоя необходима частичная замена скважинной жидкости в интервале от устья до подвески насоса. В этом случае плотность закачиваемой за один цикл жидкости рассчитывается по формуле:

$$\rho_{ж} = \frac{P_{н} \cdot (I + II) - P_{н}}{h_{мп} \cdot 9,81},$$

где  $P_{н} = 9,8 \cdot \rho_{н} \cdot (h_{уз} - h_{мп})$ ,

$h_{тр}$  — отметка глубины спуска НКТ или насоса, м;

$\rho_{н}$  — плотность жидкости под насосом.

При многоцикличном глушении скважин механического фонда при отсутствии необходимой приемистости (в скважинах с низкой проницаемостью менее 0,05 мкм<sup>2</sup>) или если действующими инструкциями запрещается задавливать скважинную жидкость в пласт, плотность жидкости глушения при втором и последующих циклах глушения определяется по формуле:

$$\rho_{ж1} = \frac{[P_{н1} - \rho_{г} \cdot (h_{уз} - h_{мп}) \cdot \cos \alpha \cdot g] \cdot (I + II)}{h_{мп} \cdot \cos \alpha \cdot g}.$$

Сначала жидкость глушения замещают до глубины спуска насоса, а затем через расчетное время повторяют глушение.

Расчетное время Т определяют по формуле:

$$T = H/v,$$

где Н — расстояние от приемной сетки насоса до забоя скважины, м;

v — скорость замещения жидкостей, м/с (ориентировочно можно принять 0,04 м/с).

Согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности плотность жидкости глушения должна определяться из расчета создания столбом жидкости глушения гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое давление на величину:

- 10-15% для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 1,5 МПа;

- 5-10% для скважины глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м), но не более 2,5 МПа;

- 4-7% для скважин глубиной более 2500 м (интервалов от 2500 и до проектной глубины), но не более 3,5 МПа.

Пластовое давление должно быть замерено не ранее, чем за 3 месяца до начала ремонта скважины. При получении удельного веса жидкости  $\gamma = 0,86 - 1,0$ , рассчитанного по формуле, ремонтируемая скважина должна быть заглушена дегазированной нефтью, или пресной водой.

Объем жидкости глушения скважины, необходимой для глушения и технологических нужд при текущем ремонте скважин определяется:

$$V = 1,2 * V_{\text{скв}} + V_{\text{дол}},$$

где  $V_{\text{скв}}$  – объем жидкости в скважине, определяемый объемом эксплуатационной колонны, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{дол}}$  – объем жидкости для долива скважин в процессе ведения работ, м<sup>3</sup>. Объем доливной емкости должен быть не менее 6 м<sup>3</sup>, а объем жидкости долива не должен быть не меньше 4 м<sup>3</sup>.

Объем эксплуатационной колонны определяется в зависимости от длины ствола скважины, ее диаметра и толщины стенки колонны:

$$V_{\text{эк}} = h_{\text{тз}} * \pi * d_{\text{вн}}^2 / 4,$$

где  $h_{\text{тз}}$  — глубина текущего забоя;

$d_{\text{вн}}$  — внутренний диаметр эксплуатационной колонны.

Кроме того, на период ремонта скважина должна быть обеспечена запасом жидкости соответствующей плотности в количестве не менее двух объемов скважины на солерастворный узел.

### 3.3.2 Технологические жидкости для глушения скважин

Задачей операции глушения скважин является обеспечение безопасных условий работы буровых и ремонтных бригад в стволе скважины путем предотвращения выброса нефти или газа из пласта.

Решение данной задачи возможно с помощью различных составов глушения пластов, создающих на забое скважин давление выше пластового.

Обычно для этих целей применяются водные составы с добавками загустителей или минеральных солей.

Возможно также применения специальных механических отсекателей пластов или противовыбросового оборудования ли

При подготовке скважины к проведению вторичного вскрытия, обработке призабойной зоны или ремонтным работам весь ствол заполняется жидкостью глушения.

Технология работ по замене жидкости в стволе скважины заключается в проведении операции промывки ствола с допуском НКТ до забоя или последовательной замене скважинной жидкости на участке устье-насос на жидкость глушения с обеспечением заполнения всего ствола скважины.

Один из основных параметров жидкости глушения - это ее плотность.

Плотность жидкости глушения определяет величину давления на забое скважин.

Основные цели и задачи операций глушения продуктивных пластов:

- жидкость глушения должна обеспечивать создание на забое давления, превышающего пластовое;

- жидкость глушения должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами. Содержание взвешенных частиц не должно превышать 30 мг/л;

- фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении рН пластовой воды;

- жидкость глушения не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения - пластовый флюид»;

- жидкость глушения не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий первого и второго рода;

- реологические свойства жидкости глушения должны регулироваться с целью предотвращения поглощения ее продуктивным пластом;

- жидкость глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на Скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0,12 мм/год;

- жидкость глушения должна быть термостабильной при высоких температурах и быть морозоустойчивой в зимних условиях;

- жидкость глушения должна быть не горючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной.

При этом технологии приготовления жидкости глушения и их применения в скважинах должны обеспечивать простоту приготовления и регулирования свойствами жидкости глушения без создания в скважинах аварийных ситуаций и осложнений.

Технологии глушения скважин не должны затруднять последующее освоение и вывод скважин на запланированный режим работы.

Факторы, ухудшающие свойства ПЗС при проникновении в нее жидкостей глушения:

- набухание глинистых минералов, содержащихся в породе коллекторов;

- блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными и поверхностными явлениями, происходящими в поровом пространстве в результате взаимного вытеснения несмешивающихся жидкостей;

- образование в пласте стойких водонефтяных эмульсий;

- образование в поровом пространстве нерастворимых осадков в результате взаимодействия жидкости глушения и пластовых флюидов;

- закупоривание пор твердыми частицами, проникающими в пласт вместе в фильтратом (жидкой фазой).

Все жидкости глушения условно делят на 2 группы:

- на водной основе, в тч пены, пресные и пластовые воды; растворы минеральных солей; глинистые растворы; гидрогели; прямые эмульсии;
- на углеводородной основе, в тч товарная или загущенная нефть; обратные эмульсии с содержанием водной фазы до 70%.

В группе жидкостей глушения на водной основе ведущая роль принадлежит водным растворам минеральных солей или чистым рассолам, не содержащим твердой фазы.

Осложняющие факторы при глушении скважин минеральными солями:

- взаимодействие воды и растворов солей с глинистыми минералами
- образование малорастворимых солей;
- образование эмульсий;
- образование водной блокады.

Добавки к водным растворам глушения, позволяющие снизить негативное влияния водных растворов жидкостей глушения на ФЕС пласта:

- ингибиторы солеотложений;
- ингибиторы коррозии;
- гидрофобизаторы и ингибиторы набухания глин;
- деэмульгаторы;
- ингибиторы солеотложений.

Для предотвращения проникновения жидкостей глушения на основе солей в пласт используются различные загущенные жидкости глушения, которые обладают повышенной вязкостью и имеют низкий коэффициент фильтрации в пласт. Применение загущенных жидкостей глушения связано с пониженным пластовым давлением, когда пластовое давление ниже гидростатического.

Для максимального сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов в процессе проведения ремонтных работ в скважинах в качестве жидкости глушения рекомендуются растворы на углеводородной основе.

Использование таких систем сохраняет естественную водонасыщенность пор.

Исключаются набухание глинистых минералов пласта; блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными явлениями; образование нерастворимых осадков при контакте с минерализованными водами; коррозия оборудования, проявления сероводорода на устье скважин.

Недостатком жидкостей глушения на углеводородной основе является их пожароопасность.

Загущенные жидкости на углеводородной основе можно разделить на обратные эмульсии и загущенная нефть.

Вследствие широты диапазона регулируемых свойств и сравнительно низкой стоимости наибольшее распространение нашли обратные эмульсии.

В настоящее время эмульсионные составы широко используются в различных процессах нефтедобычи: в процессах первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, при глушении скважин, при обработках призабойной зоны пласта и в процессах повышения нефтеотдачи. При этом в каждом конкретном случае используются определенные типы эмульсий и специально подобранные с учетом необходимых физико-химических свойств эмульсионные составы.

Использование загущенной нефти позволяет снизить негативное влияние жидкости глушения на ПЗП и получать жидкости глушения плотность меньше 1 г/см<sup>3</sup>. Однако при данных преимуществах загущенная нефть имеет ряд существенных недостатков, в тч высокая стоимость жидкости глушения; высокая пожароопасность; сложное регулирование реологических свойств.

### **3.4 Возможные осложнения при глушении скважин**

#### **3.4.1 Осложняющие факторы при глушении водными растворами солей**

Глинистые минералы самые распространенные породообразующие минералы. В продуктивных пластах глина, может образовывать различные пространственные структуры. Свойства глинистых пород во многом определяются кристаллохимическими особенностями глинистых минералов и их высокой дисперсностью, то есть обладанием большой удельной поверхности.

Наиболее типичным примером особого кристаллохимического строения могут служить монтмориллонит и смешанослойные глинистые минералы, которые имеют раздвижную кристаллическую решетку. При гидратации этих минералов (при взаимодействии с водой) молекулы воды могут входить в промежутки между элементарными слоями кристаллической решетки и существенно раздвигать их. Глинистые минералы обладают высокой способностью к ионному обмену, то есть замене некоторых ионов на поверхности и в кристаллической решетке частиц на ионы, поступающие из раствора. Отмеченные особенности глинистых минералов, совместно с их высокой дисперсностью, а потому и чрезвычайно развитой поверхностью, обуславливают очень большую адсорбционную способность – способность активно поглощать из растворов различные вещества и химические элементы.

Особое кристаллохимическое строение частиц глинистых минералов и их специфическое поведение при взаимодействии с водой в основном и определяют такие свойства глин, как пластичность, набухание при обводнении и усадка при высушивании.

Снижение прочности глинистых минералов вследствие гидратации глинистых минералов, оказывает влияние на прочность сцементированных осадочных горных пород. В значительной степени на прочность пород, содержащих глинистые минералы, влияет наличие в микротрещинах, на контактах зерен или кристаллов адсорбционных пленок связанной воды. Они

понижают поверхностную энергию минералов горной породы и тем самым облегчают развитие в породе различных механических микронарушений, особенно в том случае, если порода находится под напряжением. Вследствие этого порода начинает «ползти», она деформируется с той или иной скоростью при том же самом постоянном напряжении.

При смешении вод различного ионного состава возможно выпадение малорастворимых солей. Необходимо знать ионный состав пластовой воды и раствора глушения, чтобы предсказывать возможность образование нерастворимых солей в пласте. Более подробно принципы расчета возможного образования солей приводятся в главе. Образование солей может привести к снижению проницаемости призабойной зоны пласта и преждевременному выходу из строя глубинно-насосного оборудования. Для предотвращения образования солей в процессе глушения скважин рекомендуется добавлять ингибитор солей в жидкости глушения.

Образование эмульсий в пористой среде обусловлено наличием в нефти ПАВ. В результате смешивания жидкости глушения с нефтью, находящейся в пласте возможно образование стойких к разрушению эмульсий, которые обладают повышенными реологическими свойствами, затрудняющими их дальнейшее извлечение из пласта. Образование стойких эмульсии наиболее характерно для пластов, содержащих высоковязкую тяжелую нефть и менее характерно для пластов с легкой нефтью.

Образование водной блокады связано с насыщением водными растворами глушения пористой вследствие капиллярной пропитки. В результате чего происходит увеличение водонасыщенности пористой среды призабойной зоны. Увеличение водонасыщенности ведет к снижению фазовой проницаемости нефти и росту обводненности продукции после глушения. Данное явление характерно для низкопроницаемых пластов, в которых влияние капиллярных сил достаточно велико.

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ООО «СГК-Бурение»**

#### **4.1.1 Основные направления деятельности предприятия**

ООО «СГК-Бурение» оказывает услуги нефтегазодобывающим предприятиям. Основной вид деятельности – строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ.

ООО «СГК-Бурение» входит в группу компаний Eurasia Drilling Company Limited (EDC).

В число заказчиков Компании входят крупнейшие нефтегазодобывающие предприятия: группа компаний ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»: ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Томскнефть» ВНК, АО «РН-Няганьнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ»: ТПП «Урайнефтегаз», ОАО «РИТЭК»

В настоящее время ООО «СГК-Бурение» выполняет следующий комплекс работ: бурение, вышкомонтажные и пуско-наладочные работы.

#### **4.1.2 Организационная структура управления предприятием**

Предприятие возглавляет директор. В распоряжении директора находятся ответственные руководители по направлениям деятельности:

- первый заместитель директора – технический директор,
- заместитель директора по обеспечению производства,
- заместитель директора по экономике и финансам,
- заместитель директора по безопасности,
- заместитель директора по производству.

Техническому директору непосредственно подчиняются следующие руководители и отделы: отдел главного механика, отдел главного энергетика, технологический отдел, отдел главного геолога, отдел промышленной

безопасности и охраны труда, производственно-технический отдел, технологический отдел бурения.

Заместителю директора по обеспечению производства подчиняются: ОМТС – организует своевременное обеспечение основного производства необходимыми материалами, оборудованием; сектор по работе с имуществом; сектор по ГО и ЧС; административно-хозяйственный отдел (АХО); служба производственного обеспечения, в которую входят цех производственного обеспечения отвечающий за бесперебойную работу объектов основного производства и своевременным материально-техническим снабжением, а также цех по ремонту оборудования.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой финансово-бюджетного отдела подразделяющего на сектор ценообразования, сектор бюджетного планирования, финансовый сектор.

Заместитель директора по безопасности руководит работой службы безопасности предприятия.

Заместитель директора по производству через ЦПДС руководит работой следующих цехов и служб: службой буровых работ (СБР).

Служба буровых работ является органом оперативного управления, основным производством, обеспечивающим выполнение плана – графика строительства скважин в целом по предприятию с соблюдением установленной технологии. Начальнику СБР подчинены начальники цехов БР, через которых он организует работу бригад. В СБР входят буровые бригады.

Производственно-технологический отдел состоит из сектора бурения скважин. Главной задачей ПТО является контроль и выполнение технологии строительства скважин.

Геологический отдел состоит из геологической группы. Задача геологического отдела обработка и предоставление информации, связанной с геологией при бурении. На основании информации по скважине работники геологической службы изучают геологические данные по скважине, Геологическое предложение, Программу работ. Работник геологической службы

на месторождении присутствует при всех геофизических исследованиях и работах на скважине.

## **4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины**

### **4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины**

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

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

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

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

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [19].

Для начала определяется продолжительность вышккомонтажных работ. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж

оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительные-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

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

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

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

Расчитанное время СПО приведено в приложении Д

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [20]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [21].

Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 34,2 часа; на спуско-подъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта – 12,6 часов; на работы по вызову притока флюида – 25,3 часа; на работы по исследованию объектов в скважине – 163,3 часа; на работы по задавке скважины – 2,7 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины – 12,1 часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 250,2 часов или 10,4 суток:

$$\sum T_{\text{исп}} = 34,2 + 12,6 + 25,3 + 163,3 + 2,7 + 12,1 = 250,2 \text{ ч.}$$

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в приложении Д.

#### 4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

– буровой мастер	1 чел.
– помощник бурового мастера	3 чел.
– бурильщик 6 разряда	4 чел.
– бурильщик 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 4 разряда	4 чел.
– электромонтёр 5 разряда	4 чел.
– слесарь 5 разряда	2 чел.
– лаборант	2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток.

Календарное время бурения 807,22 часов или 33,63 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 250,2 часов или 10,4 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1.Вышкомонтаж	45													
2.Бурение	33,63													
3.Испытание	10,4													

### 4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [22], в части II – на строительные и монтажные работы [23], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [24].

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

- затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);
- затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных

двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

К затратам, зависящим от объема бурения (1 м проходки), относятся расход долот, износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [25] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении Д.

Затраты, описанные в остальных главах, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав. Так накладные расходы составляют 20% от прямых затрат, в которые входят все затраты, описанные в главах 1-6. Остальные затраты рассчитываются аналогично, с отличием того итога по главам, по которому берется доля.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (52,94), произведение которых на второй квартал 2021 года составляет 74,116 [26,27].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении Д.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить, как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки  $C_c^{1M}$  составит:

$$C_c^{1M} = \frac{C_{CM-П}}{H} = \frac{111\,963\,960,84 - 3\,673\,713,63}{3310} = 32716,1 \text{ руб/м.}$$

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

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

#### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [28]. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [29].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [30].

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

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

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

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

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

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [31]: при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук; органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля; редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием, где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [32].

## **5.2 Производственная безопасность**

### **5.2.1 Анализ опасных производственных факторов**

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении наклонно-направленной эксплуатационной скважины. В таблице 5.1 и в приложении Е представлены вредные и опасные факторы,

которые возникают в процессе бурения и во время подготовительных мероприятий [28]. Далее каждый фактор будет рассмотрен подробно.

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [6]	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	+	+	+	MP 2.2.7.2129-06 [7] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [8] ГОСТ 12.1.012-2004
2. Превышение уровня шума и вибрации	+	+	+	ССБТ [9] ГОСТ 12.1005-88
3. Повышенная запыленность и загазованность	+	+	-	ССБТ [10] СП 60.13330.2016 [11]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	-	-	ГОСТ 12.4.034-2017 ССБТ [12] Приказ от 12.03.2013 г. №101 [13]
5. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	+	Р 3.5.2.2487—09 [14] РД 10-525-03 [15] ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [16]
6. Поражение электрическим током	+	+	+	СО 153-34.21.122-2003 [17] ПП РФ №316 [18] ГОСТ 12.1.044-2018 ССБТ [19]
7. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	

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

### Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (IA, особый), в холодный период года. К коллективным СЗ относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией. При температуре ниже  $-40^{\circ}\text{C}$  предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей. Режимы труда и отдыха в холодное время определяются MP 2.2.7.2129-06 [34]. Нормы приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Режимы труда и отдыха в холодное время года [7]

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

### **Превышение уровня шума**

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБ для данного вида работ [35]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

### **Превышение уровня вибрации**

Источники вибрации -это электродвигатели, буровые насосы, ротор, вибростол и дегазатор. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с<sup>2</sup> и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [36]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания и СИЗ.

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

Загазованность воздуха на буровой возникает из-за негерметичности используемого оборудования. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [37] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций, указанных в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [15]

Наименование вещества	Величина ПДК <sub>РЗ</sub> , мг/м <sup>3</sup>	Наименование вещества	Величина ПДК <sub>РЗ</sub> , мг/м <sup>3</sup>
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: углеводороды, диоксид серы, диоксид углерода	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СП 60.13330.2016 [38]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.024-2017 ССБТ [39].

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Работа на буровой протекает в две смены. В ночную смену возникает проблема недостаточной освещенности рабочей зоны. Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [40] и приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Требования к освещению производственного объекта

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

### **Повреждения в результате контакта с живыми организмами**

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентов; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [41].

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

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

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [42], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [43].

### Электрический ток

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя: проектирование, монтаж, наладка, испытание эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [39]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением; применение блокировочных устройств, защитного заземления буровой установки; применение изолирующих, защитных средств при обслуживании электроустановок; допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Проведем расчет контура заземления для обеспечения безопасности работ на объекте согласно методическим указаниям по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» [48]. На буровой заземляются все корпуса электромеханизмов, система заземления представляет собой контур шнуровых заземлений. Сопротивление контура заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом согласно ПУЭ [43]. При расчете воспользуемся схемой для расчета контура заземления, представленной на рисунке 5.1.

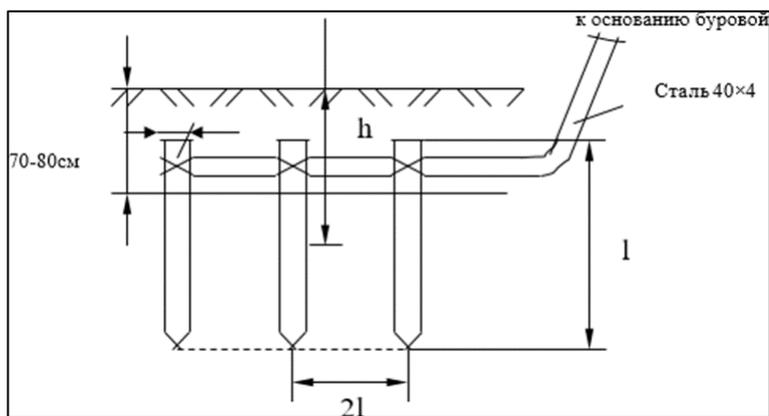


Рисунок 5.1 – Схема для расчета контура заземления

### Расположение рабочего места на значительной высоте.

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [41] и включают в себя: использование верховым рабочим страховочного троса;

оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м; установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов и шириной не менее 0,65 м.

### **Пожаровзрывоопасность.**

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия: запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки; отведение специальных мест для курения и разведения огня; установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества; оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии; оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 [45].

В целях предотвращения взрыва на буровой проводятся мероприятия: исключение наличия источников возгорания; испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза согласно ПБНПП [41]; установка контрольно-измерительных приборов, защитной аппаратуры и табличек; исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [46]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

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

## **5.3 Экологическая безопасность**

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

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

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

### **5.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности**

#### **Защита атмосферы**

Главными источниками загрязнения атмосферы на буровой установке являются использующиеся двигатели внутреннего сгорания, применяющиеся как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте. В меньшей степени на загрязнение влияют факельные установки, на которых происходит сжигание углеводородов, продукты выброса в результате открытого фонтанирования, летучие химические реагенты, применяемые при приготовлении бурового раствора.

Продуктами загрязнения при работе ДВС являются углекислый газ  $CO_2$  и оставшиеся продукты горения в виде сажи, при открытом фонтанировании – это природный газ с другими неорганическими компонентами, а при приготовление бурового раствора – все летучие химические элементы, применяющиеся при приготовлении бурового раствора. Для нормирования загрязнителей согласно ГН 2.2.5.3532-18 устанавливаются ПДК для различных химических веществ и контролируются на практике. Все работы по охране атмосферы проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.2.03 – 87. Для защиты атмосферы от загрязнителей необходимо использовать дизельные двигатели совместно с электрическими и постепенно полностью переходить на использование электрических приводов оборудования. Кроме того, целесообразно использовать дизельные двигатели с максимальным экологическим классом, несмотря на меньшую мощность, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. В цеху приготовления и очистки бурового раствора необходимо

применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов. Для предотвращения открытого фонтанирования и последующего загрязнения атмосферы необходимо соблюдать правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03.

### **Защита гидросферы**

Загрязнение гидросферы интенсивно происходит при бурении и креплении ствола. Во время бурения и вскрытия водонасыщенных пластов буровой раствор контактирует с горизонтом, в результате чего может происходить его загрязнение различными химическими реагентами. В процессе крепления скважины в случае получения некачественного тампонажного камня возникает вероятность развития заколонных перетоков, в результате чего флюид из продуктивного пласта может поступать в водонасыщенные горизонты, что также будет приводить к их загрязнению. Поверхностные воды могут загрязняться в результате воздействия бытовых стоков, а также при недостаточной герметичности шламового амбара, из-за чего буровой раствор может поступать в приповерхностный водяной горизонт. Также существует вероятность загрязнения в результате открытого фонтанирования, во время которого происходит разлив нефти и последующее загрязнение как грунтовых вод, так и ближайших гидрологических объектов.

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

## Защита литосферы

На этапе строительно-монтажных работ и подготовки кустового основания к бурению происходит уничтожение и повреждение почвенного слоя, растительности, а также образуются различные искусственные неровности. В процессе строительства скважины происходит засорение почвы производственными отходами и мусором. Во время бурения существует вероятность загрязнения почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами. Для предотвращения загрязнения литосферы необходимо контролировать герметичность шламовых амбаров и предотвращать утечки, осуществлять перевозку твердых компонентов бурового раствора в герметичных упаковках или в специальном транспорте в виде бункеров, транспортировку жидких компонентов осуществлять в специальных цистернах. С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена 4-хступенчатая система очистки от шлама. При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [47]. Требования к контролю и охране почвы от загрязнений приводятся в ГОСТ 17.4.3.07-2001. Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель.

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 23.02.1994 №140 [43,44]. Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [45].

## 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [45]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

### 5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают проведение работ согласно ПБНГП [41]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [47].

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3310 метров на нефтяном месторождении.

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

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на опыте строительства скважин в данном регионе, а также из твердости пород, для бурения под направление выбрано шарошечное долото, а для бурения остальных интервалов выбраны PDC долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность при бурении под направление и кондуктор, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ-1180.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК2-21-146x245x324 К1 ХЛ, ОП5-350/80x21, АФ6-80/65x21.

Были проанализированы требования предъявляемых к буровым растворам, является увеличение скорости проходки при минимальных затратах материалов и химических реагентов для их приготовления и регулирования

свойств. Рассмотрен вопрос о глушении нефтяных и газовых скважин жидкими растворами.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико–экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

## Список использованной литературы

1. Методическое пособие к курсовому проекту по курсу «Буровые промывочные жидкости» Л.В.Ермолаева.
2. Бурение нефтяных и газовых скважин 2-е издание переработанное и дополненное, Н.Г. Середя, Е.М.Соловьев. Москва «Недра» 1988.
3. Методические указания к выполнению курсового проекта «Бурение нефтяных и газовых скважин» Л.В. Ермолаева, Н.Ф. Побежимов, С.С. Андреев 1992 г.
4. Буровые растворы и крепление скважин Т.И. Колесникова, Ю.Н. Агеев. Москва «Недра» 1975 г.
5. А. А. Ахметов. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. - Уфа, УГНТУ, 2000г.
6. М. Ю. Попов. Основные проблемы разработки Ямбургского газоконденсатного месторождения и возможные пути их решения. Доклады конференции "Последние достижения и технологии реновации скважин и повышения эффективности нефтегазодобывающих предприятий", г. Новый Уренгой, 04.12.2003г.
7. С. А. Рябоконт, В. И. Бадовская, А.А. Бояркин О выборе жидкостей для консервации нефтяных скважин. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. ? 7-8, 1999г.
8. Развитие исследований по теории фильтрации в СССР. - М.: Наука, 1969.
9. Cinco-Ley, H., "Pseudoskin Factors for Partially Penetrating Directionally Drilled Wells", SPE paper 5589, 1975.
10. С.Рябоконт, Б.Мартынов, М.Ламосов, А.Бояркин. Высокоэффективные технологические жидкости для сохранения продуктивности коллекторов на стадиях перфорации, глушения и ремонта скважин // Технологии ТЭК. № 1, 2007, с.26–33.

11. В. И. Крылов, С. С. Джангиров, Н. И. Сухенко и др. Изоляция зон поглощения с применением наполнителей. Обзорная информация. — М.: ВНИИОЭНГ, серия Бурение, 1981.
12. С. А. Рябоконт, А. Б. Сурков, В. Н. Глущенко. Жидкости для ремонта скважин и их влияние на коллекторские свойства пласта. — М.: 1989.
13. Б. Курочкин, Е. Оксенойд, С. Самыкин. Профилактические мероприятия с применением наполнителей-кольматантов при вскрытии потенциально поглощающих пластов // Технология ТЭК. № 4, 2006, с.28–32.
14. Патент России № 2187533. 2002.
15. С. В. Васильченко, С. В. Меденцев. Решение проблем вскрытия истощенных пластов: технология афронов // М.: Бурение и нефть. № 6, 2003.
16. К. К. Уайт, А. П. Честер, К. Д. Айвен, С. Майкранц, Р. Наурис. Буровой раствор на основе афронов: новый метод разбуривания истощенных пластов // Нефтегазовые технологии. № 3, 2004.
17. А. В. Аммян, Н. П. Васильев. Применение пен для ремонта и освоения газовых скважин с АНПД // Газовое дело. № 6, 1972.
18. К. М. Тагиров, Р. А. Гасумов, А. А. Перейма. Пенные системы с наполнителем для глушения скважин // Газовая промышленность. № 1, 1999, с.50–51.
19. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 17.05.2021).
20. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.opengost.ru/iso/75\\_gosty\\_iso/75020\\_gost\\_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html](http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html) (дата обращения: 17.05.2021).
21. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

22. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
23. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.
24. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
25. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».
26. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_39473/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/) (дата обращения: 17.05.2021).
27. Письмо госстроя ссэр от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 17.05.2021).
28. Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации».
29. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».
30. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».
31. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
32. МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».
33. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

34. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
35. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.
36. СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха».
37. ГОСТ 12.4.034-2017 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
38. Р 3.5.2.2487-09 «Руководство по медицинской дезинсекции».
39. РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин».
40. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 «Об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)».
41. СО 153-34.21.122-2003. «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»
42. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».
43. ГОСТ 12.1.044-2018 ССБТ «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения».
44. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».
45. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с.
46. ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин».
47. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».

## Приложение А

### ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица А.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-250	1,3
250-2750	1,15
2750-3850	1,05

Таблица А.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промышленной классификации	Абразивность
0-290	М	I – II
290-470	М,МС	II – IV
470-690	М	I – II
690-2005	МС	I-II-VI-VII-VII
2005-3275	С	I-II-III-VIII
3275-3330	Т	V – VI

Таблица А.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, МПа/ м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
1	2	3	4	5
Q	0	50	0,0100	0,0172
N <sub>1</sub>	50	100		
P <sub>33</sub>	100	150		
P <sub>33</sub>	150	220		
P <sub>32</sub>	220	290		
P <sub>31</sub> – P <sub>23</sub>	290	470		
P <sub>22</sub> – P <sub>21</sub>	470	690	0,0175	
P <sub>1</sub>	690	815	0,0100	0,0176
K <sub>2</sub>	815	870		

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5
K <sub>2</sub>	870	1080		0,0178
K <sub>2</sub>	1080	1115		
K <sub>2</sub>	1115	1350		
K <sub>1</sub>	1350	1650		
K <sub>1</sub>	1650	1940		
K <sub>1</sub>	1940	2005		
K <sub>1</sub>	2005	2220		
K <sub>1</sub>	2220	2915	0,0125	0,0183
J <sub>3</sub>	2915	2940		
J <sub>3</sub>	2940	2965		
J <sub>2</sub> – J <sub>1</sub>	2965	3275		
K.B. – Pz	3275	3330		

Таблица А.4 – Данные о продуктивных пластах

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность кг/м <sup>3</sup>	Дебит т/сут	Пластовое давление МПа
	от	до				
АС10	2160	2176	Нефть	852	До 50	20,9
БС61	2405	2425	Нефть	762		24,6
БС72	2734	2756	Нефть			25,8
Ач2	2810	2830	Нефть			780
ЮС2-3	2965	3030	Нефть	749		38,4
ЮС4-5	3030	3116	Нефть	742		39,1
ЮС6	3116	3275	Нефть		40,2	
Pz	3275	3280	Нефть		До 150	43,6

Таблица А.5 – Основные осложнения, встречающимися в разрезе скважины

Интервал, м		Тип осложнения
От	До	
0	50	Обвалы и оползни стенок скважины, разрушение устья. Поглощение бурового раствора.
50	850	Осыпи и обвалы стенок скважины. Посадки и прихваты бурового инструмента, сужение ствола скважины посадки и заклинка кондуктора, сальникообразование. Поглощение бурового раствора. Водопроявления.

Продолжение таблицы А.5

850	2915	<p>Осыпи и обвалы стенок скважины.  Посадки и прихваты бурового инструмента, сужение  ствола скважины  посадки и заклинка кондуктора, сальникообразование.  Поглощение бурового раствора.  Водопроявления.</p>
2915	3330	<p>Газонефтеводопроявления (<math>R_{пл.} &gt; R_{гидрост.}</math> на 25-33 %).  Разжижение раствора.  Поглощение бурового раствора. Возможность  интенсивных поглощений, бурового раствора при  попадании в трещиноватую зону доюрских отложений  (Pz).</p>

**Приложение Б**  
**ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА**

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-60 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	60	490,0 (19 19/64) GRDP215	292,7	0,5
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 490 МС	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/162	87	0,521
		ПК-127х9,19 Е	980	31
Σ			7297	60

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60-900 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
60	900	БИТ 393,7 В 419 ТСР	130	0,45
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 390 М	261	0,85
		Переводник П-171/152	60	0,517
		ДГР-240М.7/8.55	2432	9,975
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		КЛС 390 М	261	0,85
		Переводник П-171/161	87	0,521
		УБТС2-203	3852	18
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	2808	18
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	26487,70	848
Σ			33618,70	900

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (900-1800 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
900	1800	БИТ 295,3 ВТ 616 Н	0,4	85
		К 295 С	0,67	158
		Д1-240М	1842	7,228
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	87	0,521
		К 295 С	0,67	158
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	2808	18
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	42048,06	1347
		Σ	50203	1800

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1800-3310 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1800	3310	БИТ 190,5 ВТ 613	38	0,35
		УЗ - КС 190,5 СТ	44	0,35
		ДГР-165.7/8.49	1015	8,652
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		Переводник П-133/147	60	0,517
		УБТС2-178	6552	42
		Переводник П-147/162	63	0,527
				ПК-127х9,19 Е
		Σ	109620	3310

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (3275-3280 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3275	3280	БИТ 190,5/100 В 913	22	0,2
		КИ 2.1. 172/100	654	8
		Переводник П-133/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	101364	3247
		Σ	105887	3280

Таблица Б.6 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	Нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	3310	ПК-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-162	3256	101,65	109,62	1,22	1,27

## Приложение В

Таблица В.1 – Конструкция бурильных колонн (анализ суммарных напряжений)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	60	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	34,4	1,10	6,98	1,59	9,68	21,39	22,5
бурение	60	900	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	851,9	27,21	36,95	1,37	4,07	4,19	4,41
бурение	900	1800	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	1749	55,86	66,05	2,00	2,81	2,36	2,48
бурение	1800	3310	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	3259	104,08	111,73	2,01	1,73	1,40	1,47

Таблица В.2 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,2	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	86,9	230,7
Под кондуктор									
60	900	БУРЕНИЕ	0,51	0,059	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12,7	94,3	422,2
Под техническую колонну									
900	1800	БУРЕНИЕ	0,78	0,075	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11,1	88,2	251,7
Под эксплуатационную колонну									
1800	3310	БУРЕНИЕ	1,59	0,112	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	83,8	177,8

Таблица В.3 – 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	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	160	232,7	1	80	23,04	46,08
60	900	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	150	266	1	140	35,84	71,68
900	1800	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	150	266	1	100	25,6	51,2
1800	3310	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	1	0,95	150	266	1	125	32	32

Таблица В.4 – 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	60	БУРЕНИЕ	62,5	50,1	0	2,4	0	10
60	900	БУРЕНИЕ	262,5	58,9	110	83,4	0,2	10
900	1800	БУРЕНИЕ	184,4	49,2	50	73,9	1,4	10
1800	3310	БУРЕНИЕ	251,7	55,6	90	69,7	26,4	10

## Приложение Г

Таблица Г.1 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Состав раствора	Содержание, кг/м <sup>3</sup>
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	60
Каустическая сода	1
ФХЛС	1

Таблица Г.2 – Технологические свойства бентонитового раствора под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,121
Условная вязкость, с	90-100
Содержание песка, %	< 2

Таблица Г.3 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Состав раствора	Содержание, кг/м <sup>3</sup>
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
РАС HV	0,4
Пеногаситель	1
РАС LV	0,12
Reolub	5

Таблица Г.4 –Технологические свойства полимер-глинистого раствора под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,121
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Г.5 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под техническую колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м <sup>3</sup>
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
Барит	94,83
РАС HV	0,4
Пеногаситель	1
РАС LV	0,12
Reolub	5

Таблица Г.6 –Технологические свойства полимер-глинистого раствора под техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,070
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-16
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<6
рН	7-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Г.7 – Компонентный состав ингибирующего раствора под эксплуатационную колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м <sup>3</sup>
Кальцинированная сода	1
Каустическая сода	1
Барит	455,24
РАС HV	2
Пеногаситель	0,2
РАС LV	0,12
Reolub	4
DUO-VIS	35
POTASSIUM CHLORIDE	50

Таблица Г.8 – Технологические свойства ингибирующего раствора под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,338
Условная вязкость, с	30-50
Пластическая вязкость, сПз	10-20
ДНС, дПа	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	4-6
рН	9-10
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Г.9 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3300м

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
0	60	60	490,0	-	1,30	14,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 8,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 59,1
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>бр</sub> = 68,5

Продолжение таблицы Г.9

Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
60	900	840	393,7	406	1,25	125,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=2,6$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=75,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=3,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=170,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=251,6$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=346,5$
Техн. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
900	1800	900	295,3	304	1,15	136,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,3$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=47,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=5,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=277,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=330,3$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=332,0$
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
1800	3310	1510	190,5	224,5	1,15	120,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,8$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=28,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=9,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=246,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=285,3$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=251,3$

Таблица Г.10 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка	направление		кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Итого	
		ед. изм.	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустик	Поддержание pH	25	68,52	3	346,52	14	331,96	14	251,26	11	998,29	42
Глина ПММБ	Структурообразователь	1000	4111,48	5	4158,28	5	3983,61	4			12253	14
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	68,52	3	346,52	14	331,96	14	251,26	11	998,29	42
ФХЛС	Понизитель вязкости	25	68,52	3							68,52	3
РАС-NV	Понизитель фильтрации	25			138,61	6	132,78	6	502,53	21	773,94	33
Пеногаситель	Снижение поверхностного натяжения	172			346,52	3	331,96	2			678,49	5
РАС-LV	Стабилизатор, регулятор	25			41,58	2	39,83	2	30,15	2	111,57	6
Reolub	Смазочная добавка	172			1732,62	11	1659,83	10			3392,5	21
Барит	Утяжелитель	1000					31483,33	32			21556,86	32
Барит	Утяжелитель	1000							114389,06	115	145872	115
DUO-VIS	Структурообразователь	25							8794,43	352	8794,4	352
POTASSIUM CHLORIDE	Предотвращение набухания глини	1000							12563,47	13	12563	13
X-Lube	Смазочная добавка	172							1005,08	6	1005,1	6

## Приложение Д

### Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Организационная структура Стрежевского филиала ООО "СГК-Бурение".

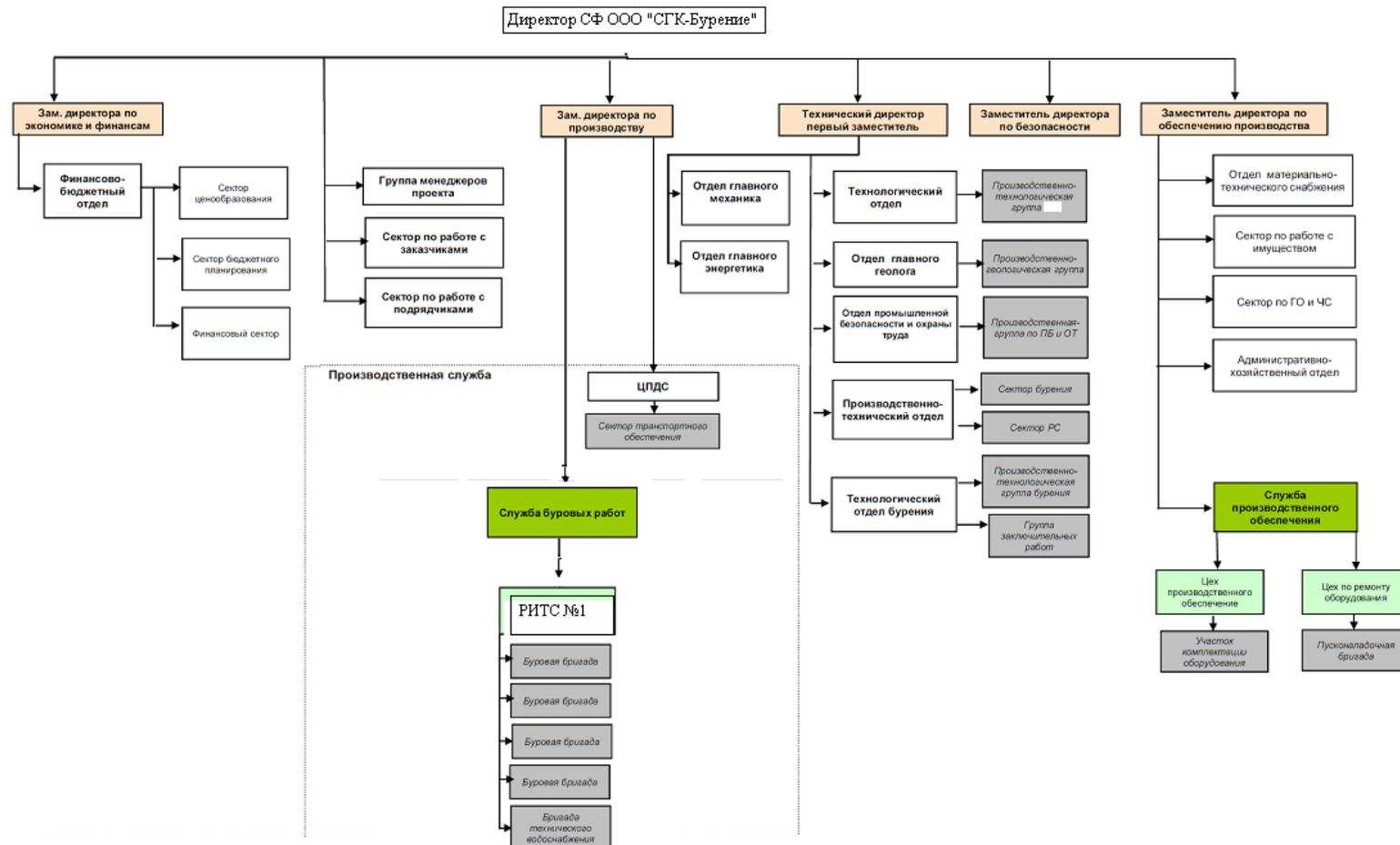


Рисунок Д.1 – Организационная структура ООО «СГК-Бурение»

Таблица Д.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	490,0 (19 19/64) GRDP215	0	60	400	0,02	60	0,15	1,2	0,1	1,30
Промывка (ЕНВ)										0,06
Наращивание (ЕНВ)										0,60
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										11,36
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										14,68
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,73
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										15,51
Бурение под кондуктор	БИТ 393,7 В 419 ТСП	60	900	3200	0,027	840	0,26	22,68	1,59	24,27
Промывка (ЕНВ)										0,40
Наращивание (ЕНВ)										4,04
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										40,10
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										73,83
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,69
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										78,03
Бурение под техническую колонну	БИТ 295,3 ВТ 616 Н	900	1800	3200	0,06	900	0,28	54	6,795	60,80

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,76
Наращивание (ЕНВ)										12,56
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										46,54
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										138,22
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,91
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										146,13
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 613	1800	2160	3200	0,08	360	0,11	28,8	7,59	36,39
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	2160	2176	400	0,2	16	0,04	3,2	7,59	10,79
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 613	2176	2405	3200	0,08	229	0,07	18,32	7,67	25,99
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	2405	2425	400	0,2	20	0,05	4	7,69	11,69
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 613	2425	2734	3200	0,08	309	0,10	24,72	7,91	32,63
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	2734	2756	400	0,2	22	0,06	4,4	7,95	12,35
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 613	2756	2810	3200	0,08	54	0,02	4,32	7,99	12,31
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	2810	2830	400	0,2	20	0,05	4	31,96	35,96
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 613	2830	2965	3200	0,08	135	0,04	10,8	8,13	18,93
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	2965	3280	400	0,2	315	0,79	63	130,08	193,08
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 613	3280	3310	3200	0,08	30	0,01	2,4	8,42	10,82
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,64
Наращивание (ЕНВ)										4,81

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										57,57
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										519,33
Ремонтные работы (ЕНВ)										41,55
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										567,55
Итого по колоннам:										807,22

Таблица Д.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Затраты зависящие от времени</b>												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6								
Социальные отчисления, 30,4%				157,0								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	23,9	1,6	218,3	4,1	573,5	21,2	2936,4
Социальные отчисления, 30,4%						7,3		66,4		174,3		892,7
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4								
Социальные отчисления, 30,4%				14,1								
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	2,5	1,6	22,8	4,1	59,8	21,2	306,0
Социальные отчисления, 30,4%						0,8		6,9		18,2		93,0

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	43,7	1,6	399,5	4,1	1049,3	21,2	5373,0
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	247,7	1,6	2264,2	4,1	5946,7	21,2	30449,8
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			1,6	354,9	4,1	932,1	18,0	4037,0
Прокат ВЗД	сут	92,66					1,6	146,4	4,1	384,5	18,0	1665,5
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,6	14,1	4,1	36,9	21,2	189,1
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	1,6	11,9	4,1	31,3	21,2	160,2
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	1,6	236,2	4,1	620,3	21,2	3176,3
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	5,9	1,6	53,6	4,1	140,8	21,2	720,8
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	17,4	1,6	158,6	4,1	416,6	21,2	2133,4
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,6	8,7	4,1	22,9	21,2	117,5
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	29,3	1,6	267,5	4,1	702,5	21,2	3597,2
NaOH	т	4,59			0,1	0,3	0,3	1,6	0,3	1,5	0,3	1,2
Глина ПММБ	т	6,08			4,1	25,0	4,2	25,3	4,0	24,2		
Кальцинированная сода	т	20,41			0,1	1,4	0,3	7,1	0,3	6,8	0,3	5,1
РАС-NV	т	9,06					0,1	1,3	0,1	1,2	0,5	4,6
Пеногаситель	т	2,8					0,3	1,0	0,3	0,9		
РАС-LV	т	408,26					0,0	17,0	0,0	16,3	0,0	12,3
Reolub	т	8,07					1,7	14,0	1,7	13,4		
Барит	т	15,24							31,5	479,8	114,4	1743,3
DUO-VIS	т	21,09									8,8	185,5
KCl	т	4,4									12,6	55,3

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
X-Lube	т	8,07									1,0	8,1
Итого затрат зависящих от времени, руб			8749,8		424,6		4230,1		11109,8		55847,9	
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>												
490,0 (19 19/64) GRDP215	шт	1985,7			0,2	297,9						
БИТ 393,7 В 419 TCP	шт	1522					0,3	399,5				
БИТ 295,3 ВТ 616 Н	шт	4458,6							0,3	1254,0		
БИТ 190,5 ВТ 613	шт	5254,6									0,11	591,1
БИТ 190,5/100 В 913	шт	7552,1									0,98	7419,9
Калибратор КЛС 490 МС	шт	890,54			0,2	178,1						
Калибратор КЛС 390 М	шт	565,38					0,3	148,4				
Калибратор К 295 С	шт	415,54							0,3	116,9		
Калибратор УЗ - КС 190,5 СТ	шт	290,26									0,11	32,7
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		475,96		547,94		1370,9		8043,7	
Итого по колоннам, руб			8749,75		900,57		4778,04		12480,6		63891,7	
Всего по сметному расчету, руб			171162,8									

Таблица Д.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Затрат зависящие от времени</b>										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	61,1	1,7	215,8	1,9	250,4	2,4	309,8
Социальные отчисления, 30,4%				18,6		65,6		76,1		94,2
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,5	1,7	19,4	1,9	22,5	2,4	27,8
Социальные отчисления, 30,4%				1,7		5,9		6,8		8,5
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,6	1,7	12,6	1,9	14,6	2,4	18,1

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	119,7	1,7	422,5	1,9	490,3	2,4	606,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	678,4	1,7	2394,5	1,9	2778,7	2,4	3437,4
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	65,8	1,7	232,1	1,9	269,3	2,4	333,2
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,2	1,7	14,9	1,9	17,3	2,4	21,3
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	80,1	1,7	282,9	1,9	328,3	2,4	406,1
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,7	1,7	30,7	1,9	35,7	2,4	44,1
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	16,1	1,7	56,7	1,9	65,8	2,4	81,4
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2
Башмак колонный БК-426	шт	142,57	1,0	142,6						
Башмак колонный БК-339	шт	74,77			1,0	74,8				
Башмак колонный БК-245	шт	56,93					1,0	56,9		
Башмак колонный БК-146	шт	80,7							1,0	80,7
Центратор ЦЦ-324/394	шт	34,6			21,0	726,6				
Центратор ЦЦ-245/295	шт	19,4					38,0	737,2		
Центратор ЦЦ-215/255	шт	16,5							61,0	1006,5
ЦОКД-426	шт	398,94	1,0	398,9						
ЦОКД-339	шт	113,1			1,0	113,1				
ЦКОД-245	шт	105					1,0	105,0		
ЦКОД-146	шт	99							1,0	99,0
Продавочная пробка ПП-426-490	шт	126,4	1,0	126,4						
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	59,15			1,0	59,2				
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	30,12					1,0	30,1		
Продавочная пробка ППЦ-126-146	шт	21,5							1,0	21,5
Головка цементирующая ГЦУ-426	шт	2845	1,0	2845,0						
Головка цементирующая ГЦУ-339	шт	2550			1,0	2550,0				
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0		
Головка цементирующая ГЦУ-146	шт	1828							1,0	1828,0
Итого затрат зависящих от времени, руб				4642,1		7425,0		7801,1		8588,4
<b>Затрат зависящие от объема работ</b>										
Обсадные трубы 426x10	м	37,21	60,0	2232,6						
Обсадные трубы 339x9,5	м	28,53			900,0	25677				
Обсадные трубы 245x7,9	м	19,8					1800,0	35640,0		
Обсадные трубы 146x9,5; 146x7,7	м	12,3							3310,0	40713
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,9	25,9	694,4				
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100	т	29,95					14,1	422,3	10,3	308,5

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32					26,5	848,0	16,8	537,6
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			2887,4		27763,47		39267,34		43904,23	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			113822,5							
Всего по сметному расчету, руб			142279,0							

Таблица Д.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	<b>Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины</b>		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	131 223	1 927 328,57
	<b>Итого по главе 1</b>	<b>131 223</b>	<b>1 927 328,57</b>
2	<b>Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования</b>		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	75 328	5 583 010,05
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	841 290,72
	<b>Итого по главе 2</b>	<b>86 679</b>	<b>6 424 300,76</b>
3	<b>Глава 3. Бурение и крепление скважины</b>		
3.1	Бурение скважины	171 163	12 685 903,50
3.2	Крепление скважины	142 279	10 545 147,94
	<b>Итого по главе 3</b>	<b>313 442</b>	<b>23 231 051,45</b>
4	<b>Глава 4. Испытание скважины на продуктивность</b>		
4.1	Испытание на продуктивность	9 560	708 564,03
	<b>Итого по главе 4</b>	<b>9 560</b>	<b>708 564,03</b>
5	<b>Глава 5. Промыслово-геофизические работы</b>		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	35 530	2 633 357,70
	<b>Итого по главе 5</b>	<b>35 530</b>	<b>2 633 357,70</b>
6	<b>Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время</b>		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	11 767	872 101,16
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	872	64 600,09
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 406 546,52
	<b>Итого по главе 6</b>	<b>45 108</b>	<b>3 343 247,76</b>
	<b>ИТОГО прямых затрат</b>	<b>621 542</b>	<b>38 267 850,28</b>
7	<b>Глава 7. Накладные расходы</b>		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	124 308	7 653 570,06
	<b>Итого по главе 7</b>	<b>124 308</b>	<b>7 653 570,06</b>
8	<b>Глава 8. Плановые накопления</b>		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	59 668	3 673 713,63
	<b>Итого по главе 8</b>	<b>59 668</b>	<b>3 673 713,63</b>
	<b>ИТОГО по главам 1-8</b>	<b>805 519</b>	<b>49 595 133,96</b>
9	<b>Глава 9. Прочие работы и затраты</b>		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	197 352	12 150 807,82
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	35 443	2 182 185,89
9.3	Северные надбавки 2,98%	24 004	1 477 934,99
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	5 640 000,00
9.6	Транспортировка керна в п. Каргасок	-	16 800,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	71 300,00
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600,00
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	28 440,00
	<b>Итого прочих работ и затрат</b>	<b>256 799</b>	<b>40 861 368,71</b>
	<b>ИТОГО по гл 1-9</b>	<b>1 062 319</b>	<b>90 456 502,66</b>

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4
10	<b>Глава 10</b>		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 611	99 190,27
	<b>Итого по главе 10</b>	<b>1 611</b>	<b>99 190,27</b>
12	<b>Глава 12</b>		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	53 196	4 329 019,65
	<b>Итого по главе 12</b>	<b>53 196</b>	<b>4 329 019,65</b>
<b>ИТОГО</b>		<b>1 028 247</b>	<b>1 117 126</b>
	<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>		<b>94 884 712,58</b>
	<b>НДС</b>		<b>17 079 248,26</b>
	<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>		<b>111 963 960,84</b>

## Приложение Е

### Социальная ответственность

Таблица Е.1 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

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

Продолжение таблицы Е.1

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