

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 3020 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m3020) (571.120)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Чудов Александр Владимирович		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		03.06.2020

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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:

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

(бакалаврской работы, дипломного проекта работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б5Б	Чудов Александр Владимирович

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров на газовом месторождении (Тюменская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

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

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (Тюменской области).
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b></li> <li>• <b>Обоснование конструкции скважины</b> (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</li> <li>• <b>Углубление скважины:</b> (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);</li> <li>• <b>Проектирование процессов заканчивания скважин</b> (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</li> <li>• <b>Выбор буровой установки.</b></li> <li>• <b>Применение циркуляционных переводников</b></li> </ul>

<b>Перечень графического материала</b> <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
1. Общая геологическая часть	
2. Технологическая часть проекта	
3. Современные производители гидроциклонов и вибрационных сит	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		02.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Чудов Александр Владимирович		02.03.2020

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

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

Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	1. Общая геологическая часть	5
03.04.2020	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2020	3. Современные производители гидроциклонов и вибрационных сит	15
12.05.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2020	5. Социальная ответственность	15
29.05.2020	6. Предварительная защита	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к. т. н.		03.06.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5Б	Чудов Александр Владимирович

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

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

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

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

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5Б	Чудов Александр Владимирович		29.02.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Чудов Александр Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров на газовом месторождении (Тюменская область)
---	---

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

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности</p> <p>1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ)</p> <p>1.3 ТК РФ глава 47</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе;</li> <li>- повышенные уровни шума и вибрации;</li> <li>- недостаточное освещение рабочей зоны;</li> <li>- повышенная запыленность загазованность;</li> <li>- необходимые средства защиты от вредных факторов.</li> </ul> <p>2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</li> <li>- поражение электрическим током;</li> <li>- пожаровзрывоопасность;</li> <li>- необходимые средства защиты от опасных факторов;</li> <li>- работы на высоте.</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);</li> <li>-на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора);</li> <li>-на литосферу (отходы, нарушение естественного</li> </ul>

	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
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Чудов Александр Владимирович		29.02.2020

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 111 страниц, включая приложения, 15 рисунков, 32 таблицы в основной части и 17 в приложении, 43 литературных источника, 7 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, газ, гидроциклон, вибросито. Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 3020 метров на газовом месторождении (Тюменская область).

Цель работы- рациональное использование выбранной технологии для бурения разведочной скважины на газовом месторождении.

Необходимые решения задач для поставленной цели:

1. Детальное изучение общей геологической части месторождения;
2. Проектирование актуальной конструкции скважины для данных геологических условий;
3. Проектирование оптимального оборудования для бурения скважины параметров и свойств бурового раствора;
4. Проектирование процессов закачивания скважины;
5. Финансовый расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины;
6. Анализ вредных факторов на производстве и их влияние на человека и окружающую среду.



## **Определения, Обозначения, Сокращения**

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

**ГТН** – геолого-технический наряд;

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**ДНС** – динамическое напряжение сдвига;

**СПО** – спуско-подъемные операции;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**УБТ** – утяжеленная бурильная труба;

**ТБТ** – толстостенная бурильная труба;

**ЦКОД** – цементируемый клапан обратный дроссельный;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;

**ПЦН** – пробка цементирующая нижняя;

**СКЦ** – станция контроля цементирования;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ПВО** – противовыбросовое оборудование;

**БУ** – буровая установка;

**ЦА** – цементируемый агрегат.

## Оглавление

Введение .....	12
1 ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	13
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	13
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади) .....	14
1.3 Зоны возможных осложнений .....	17
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА .....	18
2.1 Проектирование конструкции скважины .....	18
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя .....	18
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений .....	18
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	18
2.1.4 Выбор интервалов цементирования .....	19
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	19
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	20
2.2 Проектирование процессов углубления скважины .....	20
2.2.1 Выбор способа бурения .....	20
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	21
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото .....	22
2.2.5 Расчет частоты вращения долота .....	23
2.2.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора .....	23
2.2.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	25
2.2.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	27
2.2.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	28
2.2.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины .....	34
2.2.11 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	35
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	35
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	35
2.3.2 Конструирование обсадной колонны по длине .....	39
2.3.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	40
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины .....	41
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины .....	42
2.4 Выбор буровой установки .....	45
3 СОВРЕМЕННЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ГИДРОЦИКЛОНОВ И ВИБРАЦИОННЫХ СИТ .....	47
3.1 Введение .....	47
3.2 Обзор современных производителей гидроциклонов и вибрационных сит .....	48
3.3 Заключение .....	54
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	55
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин .....	55
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	55
4.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции .....	57

4.2.1 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей ..	59
4.2.2 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	59
4.2.3 Расчет нормативного времени на геофизические работы .....	59
4.2.4 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами .....	60
4.2.5 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .	60
4.3 Линейный календарный график выполнения работ	60
<b>5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>65</b>
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	65
5.2 Производственная безопасность	66
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего .....	67
5.2.1.1 Повышенный уровень общей и локальной вибрации .....	67
5.2.1.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума.....	68
5.2.1.3 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте .....	68
5.2.1.4 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны .....	69
5.2.1.5 Движущиеся части и механизмы .....	70
5.2.1.6 Электробезопасность.....	72
5.2.1.7 Пожаровзрывобезопасность.....	73
5.3 Экологическая безопасность	74
5.3.1 Защита атмосферы.....	74
5.3.3 Защита гидросферы.....	75
5.3.4 Защита литосферы.....	76
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
5.5 Заключение	78
Заключение .....	79
Список использованных источников .....	82
Приложение А .....	86
Приложение Б.....	93
Приложение В .....	99
Приложение Г .....	101
Приложение Д .....	103
Приложение Е.....	105
Приложение Ж .....	114

## **Введение**

В данный момент времени одной из основополагающих задач перед нефтедобывающими компаниями является, увеличение добываемых углеводородов на территориях, которые раньше были не предназначены для этого. В первую очередь успех данных разработок будет зависеть, от актуальности геологических и геофизических данных, полученных при разведочном бурении.

Обращая внимания на то, какими породами сложен геологический разрез данной скважины, а именно породами мягкой, мягко-средней и средней твёрдости необходимо будет подобрать попродаразрушающий инструмент, полностью удовлетворяющий параметрам.

Стоит обратить внимания на осложнения, имеющиеся по разрезу скважины, а именно поглощения бурового раствора в интервале 2351-2390 и газопроявление в интервале 2882-2990. Данные факты стоит учитывать при проектировании параметров буровых растворов, что бы в процессе бурения не возникало осложнений или аварий, которые могут привести к большим финансовым потерям.

Участки несовместимы по условиям бурения, на данном интервале отсутствуют.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3020 метров.

В специальной части рассмотрены современные производители гидроциклонов и вибрационных сит.

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

## **1 ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **1.1 Геологическая характеристика разреза скважины**

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А. Краткая характеристика геологического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–3020 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с перислаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов, представлена в таблице 1. Разрез представлен 4 водоносными и 3 газоносными пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2968–2990 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 113500 м<sup>3</sup>/сут. Давления и температуры по разрезу скважины представлены в таблице 2.

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Таблица 1 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup> (для газа – относительная по воздуху)	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Газоносность							
БТ1	2351	2390	поровый	0,675	400000	–	–
БТ12 <sup>0</sup>	2882	2909	поровый	0,590	121200	–	–
1-1 БТ <sub>12</sub>	2968	2990	поровый	0,750	113500	–	–
Водоносность							
Q - P1/3	2	70	поров.	1000	–	–	Да; Минерализация 0,13
К2-К1	1179	2310	поров.	1015	10-75,5	–	Нет; Минерализация 17.74
К1	2346	3080	поров.	1011	до 32,8	–	Нет; Минерализация 5,7
К1	3483	3850	поров.	1011	288	–	Нет; Минерализация 5.7

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервалы от (верх), м	Градиенты								
	до (низ), м	пластового давления МПа/м	горного давления МПа/м		порового давления МПа/м		гидро разрыва пород МПа/м		темпе- ратуры° С/100м
	–	–	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	350	0,0098	–	–	–	Зона ММП		–	–
350	850	0,0098	0,0233	0,0235	0,0098	0,0167	0,020	0,020	11
850	980	0,0098	0,0235	0,0235	0,0167	0,0108	0,020	0,020	20
980	1023	0,0098	0,0235	0,235	0,0098	0,0108	0,020	0,020	21
1023	1055	0,011	0,0235	0,0236	0,0108	0,0169	0,017	0,017	22
1055	1100	0,011	0,0236	0,0236	0,0169	0,0098	0,017	0,017	25
1100	1123	0,011	0,0236	0,0236	0,0098	0,0098	0,017	0,017	28
1123	1150	0,011	0,0236	0,0236	0,0098	0,0098	0,017	0,017	30
1150	1170	0,0098	0,0236	0,0237	0,0169	0,0108	0,017	0,017	33
1170	1290	0,0098	0,0237	0,0238	0,0108	0,0135	0,017	0,017	34
1290	1405	0,0098	0,0238	0,0239	0,0135	0,0152	0,017	0,017	34
1405	1530	0,0098	0,0239	0,0241	0,0152	0,0108	0,017	0,017	39
1530	1580	0,0098	0,0241	0,0241	0,0108	0,0139	0,017	0,017	40
1580	1630	0,0098	0,0241	0,0242	0,0139	0,0139	0,017	0,017	42
1630	1650	0,0098	0,0242	0,0242	0,0137	0,0108	0,017	0,017	45
1650	1980	0,0098	0,0242	0,0245	0,0108	0,0116	0,017	0,017	50
1980	2105	0,0098	0,0245	0,0245	0,0116	0,0128	0,017	0,017	55
2105	2280	0,0098	0,0245	0,0246	0,0128	0,0108	0,016	0,0167	58
2280	2320	0,0098	0,0246	0,0246	0,0108	0,0137	0,016	0,016	60
2320	2560	0,0098	0,0246	0,0247	0,0137	0,0112	0,016	0,016	64
2560	2690	0,0098	0,0247	0,0248	0,0112	0,0136	0,016	0,016	75
2690	2955	0,0098	0,0248	0,0250	0,0136	0,0103	0,016	0,016	78
2955	3130	0,0098	0,0250	0,0250	0,0103	0,0175	0,016	0,016	80
3130	3222	0,0098	0,0250	0,0251	0,0175	0,0185	0,016	0,016	84
3222	3390	0,0127	0,0251	0,0251	0,0157	0,0157	0,016	0,016	88

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3390	3458	0,0127	0,0251	0,0251	0,0157	0,0167	0,016	0,016	90
3458	3495	0,0127	0,0251	0,0251	0,0185	0,0147	0,016	0,016	90
3495	3530	0,0127	0,0251	0,0251	0,0147	0,0165	0,016	0,016	90
3530	3560	0,0127	0,0251	0,0251	0,0185	0,0167	0,016	0,016	94
3560	3602	0,0127	0,0251	0,0251	0,0167	0,0147	0,016	0,016	97
3602	3850	0,0127	0,0251	0,0252	0,0147	0,0145	0,016	0,016	99



### **1.3 Зоны возможных осложнений**

Возможные осложнения по разрезу, поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватопасные зоны. Осложнения представлены в приложении А.

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

### 2.1 Проектирование конструкции скважины

#### 2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

#### 2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

Построим график совмещенных давлений (Рисунок 1):

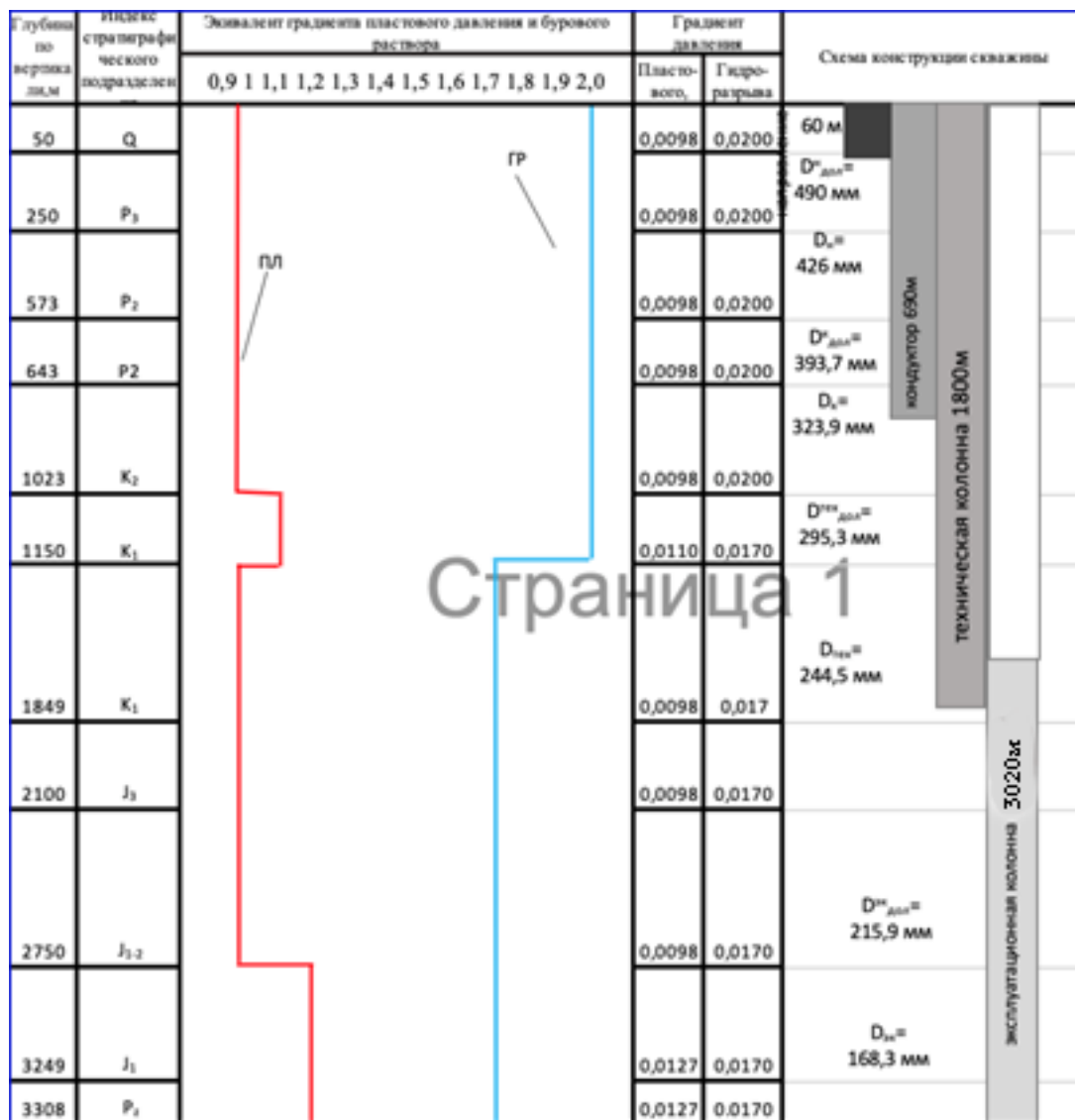


Рисунок 1 – График совмещенных давлений

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

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и об-

рушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется 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 газа. Исходя из разреза было принято решение спускать кондуктор на 690 м.

Техническая колонна была включена в конструкцию скважины, исходя из минимально глубины спуска кондуктора в 1800м, следовательно, она спускается на глубину 1800 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 3020 м.

#### **2.1.4 Выбор интервалов цементирования**

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м. Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 690 м. Техническая колонна цементируется полностью, т.е. на 1800 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 1300-3020 м.

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

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным  $D_{эк}=168,3$  мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

### **2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн**

В данном разделе необходимо определить максимальное давление опрессовки, оно должно быть, как минимум больше, чем на 10% давления, которое возникает при ликвидации газонефтепроявлений и открытых фонтанов. Расчёты были проведены исходя из методических указаний, представленных в методичке «Проектирование конструкций скважины».

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-35-178х245, т.к. данная скважина имеет двухколонную конструкцию и принимая во внимание диаметры обсадных колонн.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80х35

## **2.2 Проектирование процессов углубления скважины**

Технико-экономическая эффективность проекта на строительство газовой скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и горно-геологических условий бурения.

### **2.2.1 Выбор способа бурения**

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

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	690	Роторный
690	1800	ВЗД
1800	3020	ВЗД

### 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

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

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

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

Таблица 4 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0-60	60-690	690-1800	1800-3020
Шифр долота		Долото шарошечное 490,0 С-ЦВ	393,7 FD 248S-A288	295,3 FD 257MH-A47M-02	215,9 FD 377MH-A170
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 177	3 152	3 117
	API	API 6 5/8 FH	15 1/2	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,45	0,4	0,4	0,3
Масса, кг		120	176	76	46
G, тс	Рекомендуемая	3-8	3-8	5-12	5-12
	Максимальная	8	8	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40-60	100-140	100-140	100-140
	Максимальная	60	140	140	140

### 2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-60	60-690	690-1800	1800-3020
Исходные данные				
$D_d$ , см	49	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$ , Т	8	8	12	12
Результаты проектирования				
$G_{доп}$ , Т	6,4	6,4	9,6	9,6
$G_{проект}$ , Т	8	6	7	7

где  $D_d$  – диаметр долота, см;

$G_{пред}$  – предельная осевая нагрузка на долото, тс;

$G_{доп}$  – дополнительная осевая нагрузка на долото, тс;

$G_{проект}$  – проектируемая осевая нагрузка на долото, тс.

Для направления была выбрана максимально возможная рекомендуемая

осевая нагрузка. Для кондуктора, технической колонны и эксплуатационной колонны были выбраны максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

### 2.2.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчёта частоты вращения долота

Интервал, м		0-60	60-690	690-1800	1800-3020
Исходные данные					
$V_{л}, \text{ м/с}$		3,4	2	2	1,5
$D_{д}$	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования					
$n_1, \text{ об/мин}$		133	97	129	133
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$		40-60	40-60	100-140	100-140
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		60	60	140	140

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

### 2.2.6 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 7.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 60 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 55 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 34 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.



Таблица 7 – Расход расчета расходы бурового раствора

Интервал, м	0-60	60-690	690-1800	1800-3020
Исходные данные				
$D_d$ , м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159
$K$	0,4	0,4	0,4	0,4
$K_k$	1,3	1,2	1,15	1,12
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,15	0,1	0,1
$V_m$ , м/ч	40	30	30	15
$d_{бр}$ , м	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{нmax}$ , м	0,0127	0,0119	0,0095	0,0087
$n$	1	8	7	7
$V_{кмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,75	1
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,1	1,1	1,05	1,05
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	1,92	1,936	2,01	2,2
Результаты проектирования				
$Q_1$ , л/с	75	49	27	15
$Q_2$ , л/с	112	59	33	12
$Q_3$ , л/с	88	55	42	30
$Q_4$ , л/с	7	56	39	36
Области допустимого расхода бурового раствора $\Delta Q$ , л/с	7-112	49-59	27-42	11-36
Запроектированные значения расхода бурового раствора $Q_{проект}$ , л/с	45	60	55	34

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

$Q_2$  – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;

$Q_3$  – минимальный расход бурового раствора, исходя из условия предотвращения прихвата, л/с;

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

### 2.2.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м	0-60	60-690	690-1800	1800-3020	
Исходные данные					
D <sub>д</sub>	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9
G <sub>ос</sub> , кН	29	29	59	69	
Q, Н*м/кН	1,5	1,5	1,5	1,5	
Результаты проектирования					
D <sub>зд</sub> , мм	–	–	236	173	
M <sub>р</sub> , Н*м	–	–	2684	1990	
M <sub>о</sub> , Н*м	–	–	148	108	
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН	–	–	37	27	

Для интервала бурения 690-1800 метров (интервал бурения под техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель D 950 HF который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель D675, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – 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
D 950 HF	690-1800	240	8,7	2005	44-69	115-180	13,6	120-152
D675	1800-3020	172	6,3	830	12-41	55-185	6,1	70-85

## 2.2.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Таблица 10 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на вынос. л.	на растяж.	на стати. прочн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	490,0	–	–	–	–	0,63	–	0,316	0,316	–	–	–
	Калибратор	490,0	100,0	–	–	–	1,21	–	0,465	0,781	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,1930	2,316	3,097	–	–	–
	Обратный клапан	203,0	78,0	–	–	–	0,52	–	0,113	3,210	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	45,64	0,0312	1,425	4,634	>10	>10	>10
Кондуктор													
60-690 Бурение КНБК №2 60-690 Бурение	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,176	0,176	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	–	1,3	–	0,473	0,649	–	–	–
	Обратный клапан	203,0	78,0	–	–	–	0,52	–	0,113	0,762	–	–	–
	ЗТС	210,0	140,0	–	–	–	13,6	–	2,000	2,762	–	–	–
	УБТ	172,0	83,0	–	–	–	9,45	1,6000	15,12	17,88	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,1930	2,316	20,20	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	22,07	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	640,73	0,0312	20,00	42,07	8,25	5,68	4,86
Техническая													
690-1800 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	–	0,110	0,110	–	–	–
	Калибратор	295,3	100,0	–	–	–	1,3	–	0,313	0,423	–	–	–

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	8,69	–	2,005	2,428	–	–	–
	Обратный клапан	162,0	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	2,494	–	–	–
	ЗТС	172,0	140,0	–	–	–	9,6	–	0,700	3,194	–	–	–
	УБТ	172,0	83,0	–	–	–	9,45	1,6000	15,12	18,31	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	–	12	0,2150	2,580	20,89	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	–	12	0,2150	2,580	23,47	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗУ-185	1746	0,0312	54,51	77,99	3,80	3,06	2,40
Эксплуатационная													
2963-2995 Отбор керна КНБК №4	Долото	215,9					0,3		0,048	0,048			
	Калибратор	215,9	100,0				0,48		0,061	0,109			
	Двигатель	172,0					6,25		0,830	0,939			
	Обратный клапан	162,0	72,0				0,51		0,066	1,005			
	ЗТС	170,0	120,0				9,6		0,700	1,705			
	УБТ	178,0	83,0				9,45	1,6000	15,12	16,82			
	Яс гидрав.	172,0	63,6				4,3			16,82			
	УБТ	178,0	80,0				12	0,1560	1,872	18,70			
	УБТ	178,0	80,0				12	0,1560	1,872	20,57			
	УБТ	178,0	80,0				12	0,1560	1,872	22,44			
1800-3020 Бурение	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,048	0,048	–	–	–
	Калибратор	215,9	100,0	–	–	–	0,48	–	0,061	0,109	–	–	–
	Двигатель	172,0	–	–	–	–	6,25	–	0,830	0,939	–	–	–
	Обратный клапан	162,0	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	1,005	–	–	–
	ЗТС	170,0	120,0	–	–	–	9,6	–	0,700	1,705	–	–	–
	УБТ	178,0	83,0	–	–	–	9,45	1,6000	15,12	16,82	–	–	–
	Яс гидрав.	172,0	63,6	–	–	–	4,3	–	–	16,82	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	18,70	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	20,57	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	22,44	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2928	0,0312	91,42	113,86	–	2,10	–

### 2.2.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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.

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

Направление, интервал 0-60м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,17*600*0,098*10^6}{9,81*60} = 1099,4 \left[ \frac{кг}{м^3} \right]. \quad (1)$$

Кондуктор, интервал 60-690м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,13*690*0,098*10^6}{9,81*690} = 1128,8 \left[ \frac{кг}{м^3} \right]. \quad (2)$$

Техническая колонна, интервал 690-1800м:

$$\rho_{бр} \frac{1,12*1800*0,111*10^6}{9,81*1800} = 1178,0 \left[ \frac{кг}{м^3} \right]. \quad (4)$$

Эксплуатационная колонна, интервал 1800-3020м:

$$\rho_{бр} \frac{1,08*3020*0,098*10^6}{9,81*3020} = 1049,5 \left[ \frac{кг}{м^3} \right]. \quad (4)$$

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблице 15.

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

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-60 м представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление 0-60 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка, единица измерения	Потребное количество реагентов	
		ккилограмм	Направление	
			ккилограмм	упаковок
1	2	3	4	5
Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	56	3
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	3685	4
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	62	3
Понизитель вязкости: ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	24	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	487	1

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала под кондуктор 60-690 м представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 60-690 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка, единица измерения	Потребное количество реагентов	
		ккилограмм	колонна промежуточная	
			ккилограмм	упаковок
1	2	3	4	5
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25	318	13
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	19578	20
Барит	утяжелитель	25	421	17
Полиакриламид	понизитель фильтрации	25	196	8

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	397	16
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	57	3
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	214	9
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	1000	1105	2
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	386	16

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала под техническую колонну 690-1800 м представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 690-1800 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка, единица измерения	Потребное количество реагентов	
			колонна эксплуатационная	
		ккилограмм м	ккилограмм	упаковок
1	2	3	4	5
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25	296	12
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	21105	22
Барит	утяжелитель	25	476	20
Полиакриламид	понижитель фильтрации	25	226	11
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	501	21

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	86	4
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	289	11
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	1000	1356	2
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	496	20

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1800-3020 м представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов биополимерного раствора для бурения интервала 1800-3020 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов	
			Эксплуатационная колонна	
		килограмм	килограмм	упаковок
1	2	3	4	5
Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	610	25
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1000	44879	45
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	489	20
Ингибитор: KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	996	40



Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	25	852	35
-----------------------	----------------------	----	-----	----

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	2896	116
Утяжелитель	Регулирование плотности	1000	1745	2
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	25	216	9
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	25	234	10

Технологические показатели растворов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели растворов

Бентонитовый раствор под направление	
1	2
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,193
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2
Полимерглинистый раствор под кондуктор	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,129
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5
Полимерглинистый раствор под промежуточную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение

Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,178
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90

Продолжение таблицы 15

1	2
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5
Биополимерный раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,1
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

### 2.2.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

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

Результаты расчета представлены в приложении В.

## 2.2.11 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 16 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2963-2995	PDC БИТ 220,7/100 B613EC	1-3	20-40	15-20

Геолого-технический наряд, со всеми данными представлен в приложении Ж.

КНБК для отбора керна (2963-2995 м) представлена в приложении Б.

## 2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

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

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

Так как данный тип буферной жидкости обычно обладает повышенной вязкостью относительно других, то будем использовать плотность  $1030 \text{ кг/м}^3$ .

Облегченный тампонажный раствор: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений  $1400 \text{ кг/м}^2$ .

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений  $1800 \text{ кг/м}^2$ .

Определение интервалов цементирования тампонажными растворами различной плотности:

Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением,

действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

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

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

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

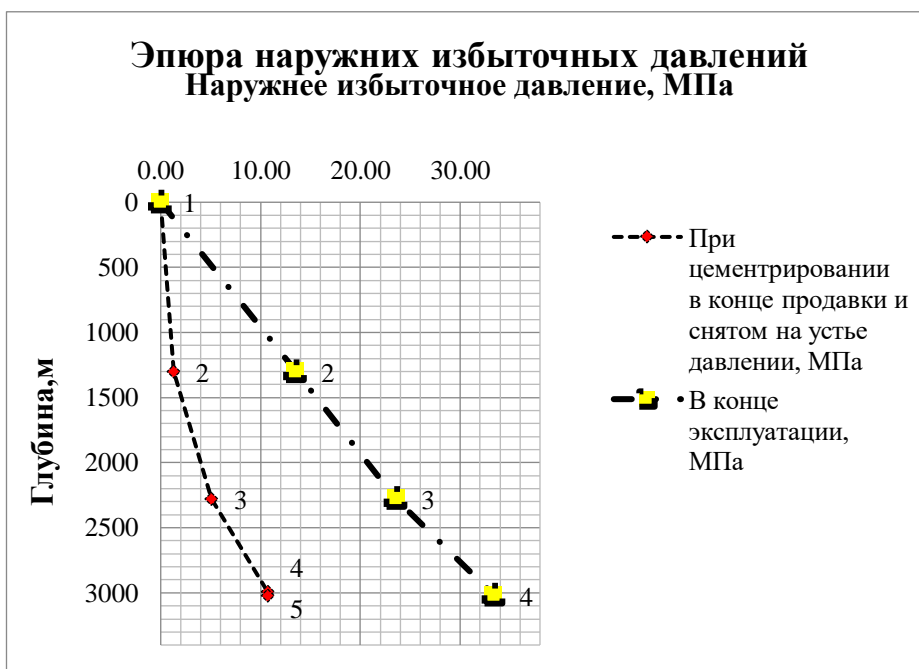


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

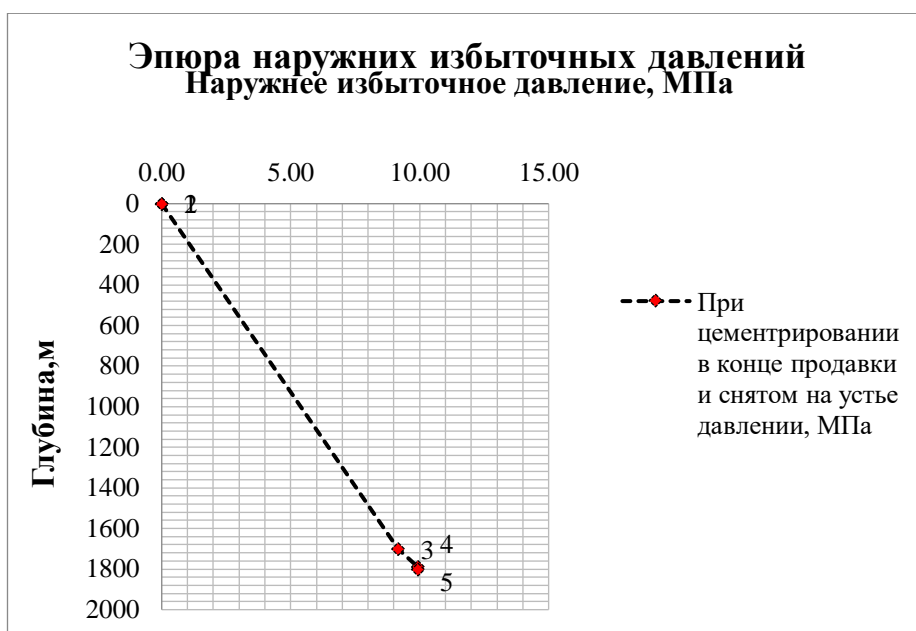


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

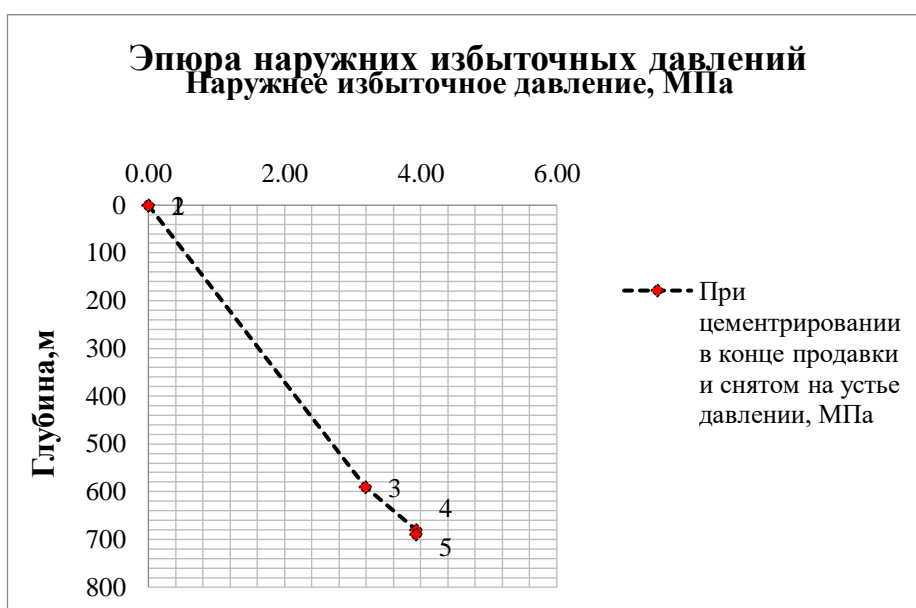


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений изображены на рисунках 5,6,7.



Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

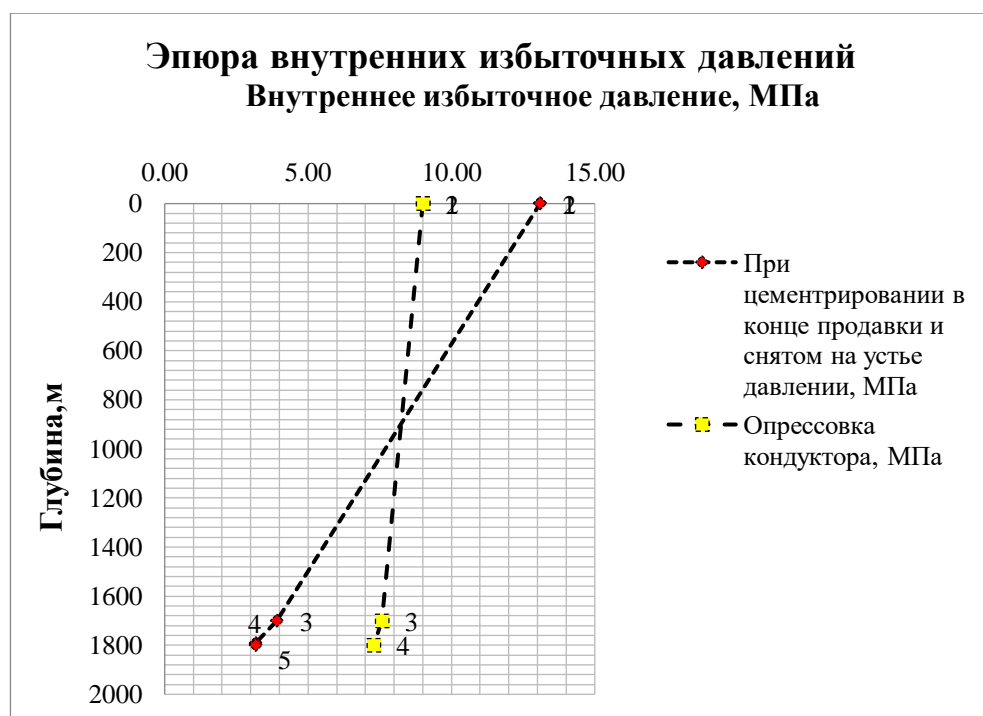


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

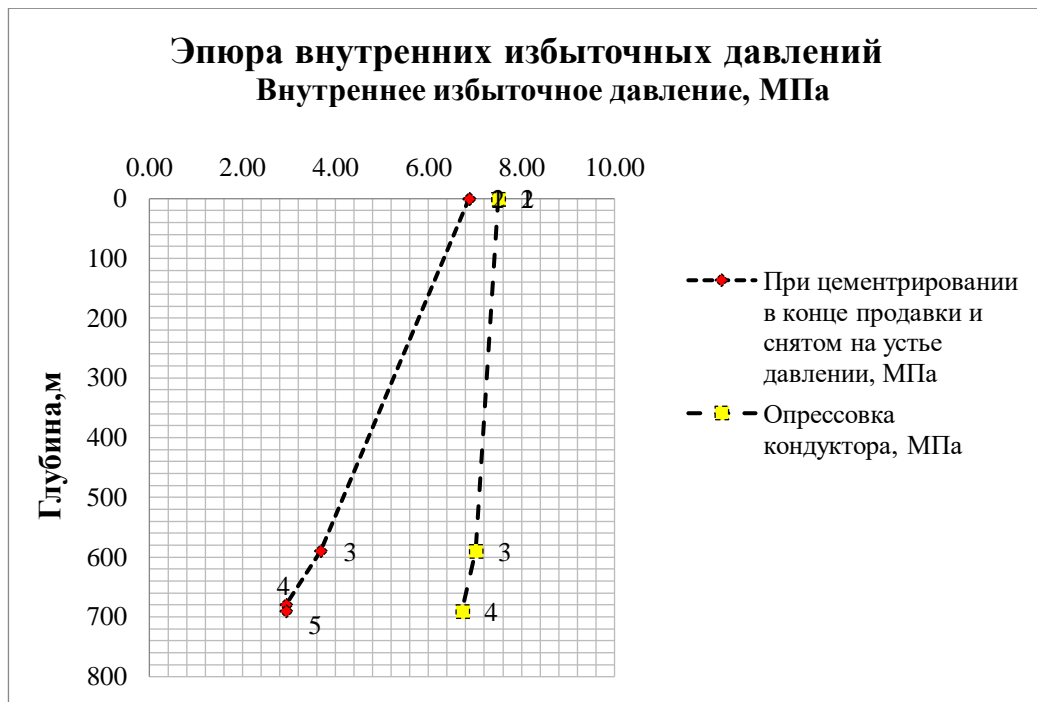


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

### 2.3.2 Конструирование обсадной колонны по длине

Произведя расчеты по методике, приведенной в методичке «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений», были запроектированы секции, характеристики которых представлены в таблице 17.

Таблица 17- Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, килограммы			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	Треугольная	Д	10,0	60	106,45	6387	6387	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	690	67,0	46230	46230	0-690
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	1800	52,6	94680	94680	0-1800
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	12,1	744	46,5	26263	106605	2276-3020
2	ОТТМ	Д	8,9	2276	35,3	80342		0-2276

### 2.3.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результатом работы по данному разделу, о типах выбранных элементах КНБК и интервалах их установки представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, штук	Суммарное количество, штук
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 426	БКМ-426 «Нефтемаш»	60	60	1	1
	ЦКОДУ-426 «Нефтемаш»	50	50	1	1
	ЦПЦ 426/490 «Нефтемаш»	0	50	6	6
	ЦТ 324/394 «Нефтемаш»	60	60	1	1
	ПРП-Ц-В 426 «Нефтемаш»	50	50	1	1
Кондуктор, 324	БКМ-394 «Нефтемаш»	690	690	1	1
	ЦКОДУ-394 «Нефтемаш»	680	680	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	60	2	23
		60	690	21	
	ЦТ 324/394 «Нефтемаш»	40	690	16	16
ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	680	680	1	1	
Техническая колонна, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	1800	1800	1	1
	ЦКОДУ-168 «Нефтемаш»	1790	1790	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	690	23	60
		690	1800	37	
	ЦТ 324/394 «Нефтемаш»	690	1800	28	28
ПРП-Ц-Н 248 «Нефтемаш»	1790	1790	1	1	



Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 168,3	БКМ-168 «Нефтемаш»	3020	3020	1	1
	ЦКОДУ-168 «Нефтемаш»	3010	3010	1	1
	ЦПЦ 168/216 «Нефтемаш»	0	1800	45	76
		1800	3020	31	
	ЦТ 324/394 «Нефтемаш»	1800	3020	61	61
ПРП-Ц-Н 168 «Нефтемаш»	3010	3010	1	1	

### 2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Исходя из расчётов, запроектирован одноступенчатый способ цементирования.

По результатам расчета проектируем объемы тампонажной смеси, которые представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

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	5,71	1,14	1100	1,14	МБП-СМ	1254
		4,57	1100	2,29	МБП-МВ	5027
Продавочная жидкость	45,9		1000	45,9	–	–
Облегченный тампонажный раствор	23,23		1500	15,51	ПЦТ-III- Об(4-6)-100	34845
					НТФ	9,52
Нормальной плотности тампонажный раствор	13,85		1850	14,05	ПЦТ - II - 100	25622,5
					НТФ	5,67

Технологическая схема обвязки цементировочной техники приведена на рисунке 8.

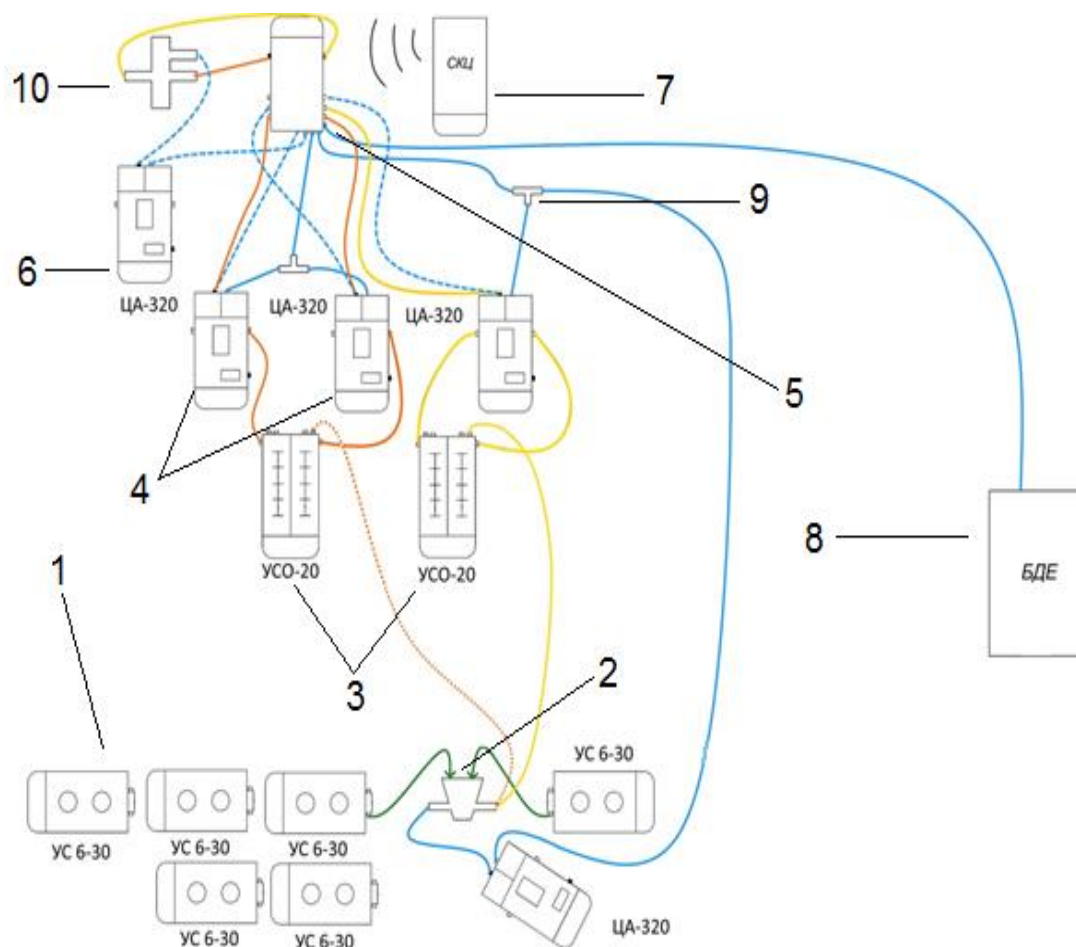


Рисунок 8 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники:

- 1 – цементосмесительная машина УС6–30; 2 – гидроворонка;  
 3 – осреднительная емкость УСО–20; 5 – цементировочный агрегат ЦА–320М;  
 5 – блок манифольдов СИН–43; 6 – цементировочный агрегат ЦА–320М  
 (резервный); 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок дополнительных емкостей;  
 9 – тройник; 10 – цементировочная головка; 11 – подводящая линия;  
 12 – автоцистерна

### 2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

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

Задачами испытания пластов являются:

Оценка продуктивности пласта.

Отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования.

Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).

Оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1360 \text{ кг/м}^3, \quad (5)$$

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

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

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

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

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

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{внэк.} = 2 * (46) = 92 \text{ м}^3, \quad (6)$$

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

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

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

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

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

В таблицу 20 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 20 – Перфорация скважины

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

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах ИПТ-80Г.

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65х35.

## **2.4 Выбор буровой установки**

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины, представлены в таблице 21.

Таблица – 21 выбору БУ

Выбор буровой установки			
БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес буровой колонны, тс (Q <sub>бк</sub> )	68,91	$[G_{кр}] \times 0,6 > Q_{бк}$	120 > 68,91
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q <sub>об</sub> )	107	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	180 > 107
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q <sub>пр</sub> )	89,6	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	200/89,6 = 2,23 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G <sub>кр</sub> )	200		

## **3 СОВРЕМЕННЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ГИДРОЦИКЛОНОВ И ВИБРАЦИОННЫХ СИТ**

### **3.1 Введение**

Гидроциклон – (центробежный сепаратор) аппарат, предназначенный для обесшламливания, сгущения шламов и продуктов флотации, осветления оборотных вод.

Принцип действия гидроциклонов основан на сепарации частиц твёрдой фазы во вращающемся потоке жидкости. Величина скорости сепарирования частицы в центробежном поле гидроциклона может превышать скорость осаждения эквивалентных частиц в поле гравитации в сотни раз.

Вибрационное сито (вибросито, грохот) – просеивающий аппарат, применяемый в различных отраслях промышленности (нефтяной, горной, пищевой и пр.). Термин «вибрационное сито» при этом чаще применяют к установкам, используемым в нефтяной промышленности. Термин «грохот» чаще используется по отношению к горному оборудованию.

Вибрационные сита, предназначенные для нефтяной промышленности, применяются для очистки бурового раствора от выбуренной породы (шлама). Кроме того, существуют специальные применения вибрационных сит, такие как восстановления кольматирующих добавок, утяжелителя бурового раствора и др.

Цель данной работы – провести обзор современных производителей гидроциклонов и вибрационных сит.

### **3.2 Обзор современных производителей гидроциклонов и вибрационных сит**

Работа вибросита состоит: выходящий из скважины поток БР поступает равномерным слоем на вибрирующей раме сетку, шлам под наклоном сетки выходит за пределы вибрационного сита, а очищенный буровой раствор попадает между отверстиями сетки в приемный мерник.

В составе вибрационного сита находится электродвигатель который и дает колебания рамы и эксцентриковый вал, соединенный с электродвигателем клиноременной передачей.

Главным фактором, определяющим степень очистки, пропускную способность вибрационного сита, величину потерь БР со шламом и срок службы сеток является размер их ячеек.

Степень очистки БР тем выше, чем меньше размер ячеек сетки. Но с уменьшением размера ячеек: уменьшается пропускная способность сеток; уменьшается срок службы сеток; увеличиваются потери БР, сбрасываемого со шламом в отвал.

Пропускная способность сеток зависит еще и от целого ряда других факторов: площади фильтрующей поверхности; вязкости БР; фракционного состава шлама и его количества в буровом растворе; расхода БР и др.

На ресурсоэффективность сеток наибольшее влияние оказывает их натяжение (провисание не допускается) [15, 16].

В России производством вибрационных сит занимаются: ОАО НПО «Бурение», МГ «Неттегазмаш-Заводы», ООО «Нефтегазмаш-технологии», ООО НПК «Буртехмаш», Белебеевский МЗ, ОАО «Завод Нефтемаш», ОАО «Нефтебур», «Компания «Техномехсервис», НПО «СибБурМаш» [16].

Среди зарубежных производителей можно выделить Fabo Crushing Screening & Concrete Plants (Турция), Russell Finex Feltham (Великобритания), Isimsan Ltd. Sti. Izmir (Турция), AViTEQ Vibrationstechnik GmbH Hattersheim (Германия), Shibang Industry & Technology Group Co., Ltd. Shanghai (Китай), Binder+Co AG Gleisdorf (Австрия), Mogensen Wedel (Германия) и т.д.



Даже самые лучшие конструкции вибросита обеспечивают удаление из БР не более чем 50 % выбуренной породы [15].

На рис. 9 представлены вибрационные сита различных модификаций.

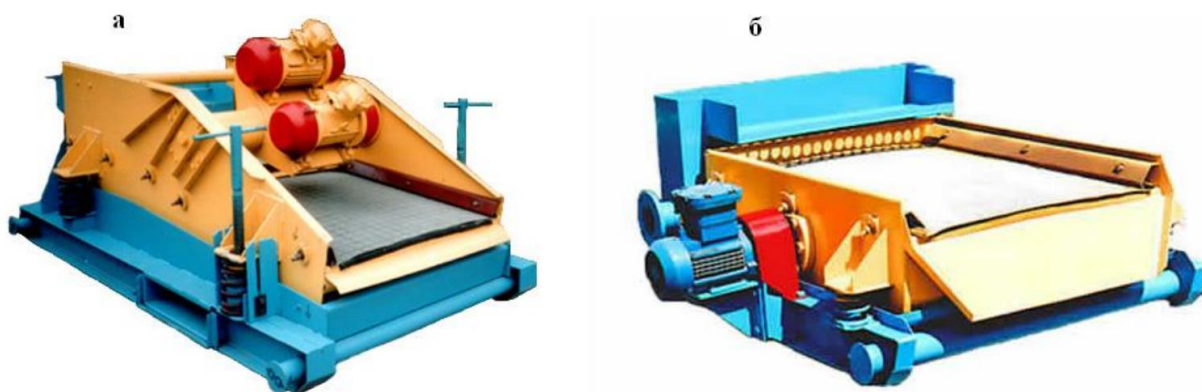


Рисунок 9 – Вибрационные сита: а – СВ1ЛМ; б – ВСМ-01.

Пескоотделители, илоотделители, ситогидроциклонные сепараторы предназначены для очистки бурового раствора от тонкодисперсного  $0,03$  мм за счет центробежного эффекта. Шлама размером  $\geq 0,03$  мм конструктивно гидроциклон (см. рис. 2) представляет собой неподвижный аппарат, состоящий из цилиндрической, конической частей и патрубков: питающего, сливного и пескового.

БР, предварительно очищенный на вибросите, тангенциально (по касательной) вводится внутрь цилиндрической полости гидроциклона, за счет чего приобретает вихревое движение. Под действием центробежных сил частицы шлама отбрасываются к стенкам гидроциклона и опускаются по конусу в песковый патрубок (на сброс). Освободившийся от шлама БР поднимается вверх.

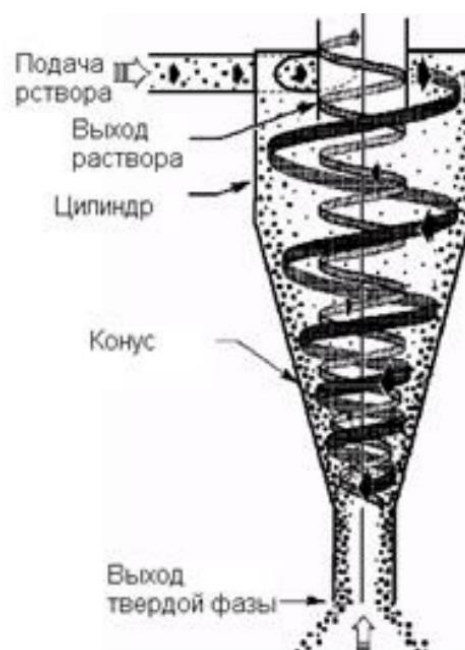


Рисунок 10 – Принцип работы гидроциклона

Это происходит, потому что вблизи оси гидроциклона центробежная сила настолько велика, что поток БР разрывается, образуя воздушный столб (разряжение), вдоль которого внутренний поток поднимается вверх и разгружается через сливной патрубков.

Процессы, происходящие в гидроциклоне, настолько сложны, что математическая модель его работы до сих пор отсутствует. По этой причине оптимизировать его технические характеристики достаточно сложно.

Производительность (пропускная способность) гидроциклона и степень очистки в нем БР взаимосвязаны и зависят от многих факторов: диаметра и длины цилиндрической части; угла конусности (обычно 14...20 град); соотношения диаметров питающего и пескового патрубков; давления БР на входе в гидроциклон и др.

В зависимости от минимального размера удаляемых частиц гидроциклоны подразделяют на: пескоотделители (0,08...0,09 мм); илоотделители (0,03...0,05 мм). Особое внимание следует уделить ситогидроциклонным сепараторам, которые представляют собой совмещенное вибрационное сито и гидроциклон [16, 18].

Наиболее известные отечественные производители гидроциклонов: МГ

«Нетегазмаш-Заводы», ООО «Нефтегазмаш-технологии», ООО НПК «Буртехмаш», ОАО «Завод Нефтемаш», «Компания «Техномехсервис», НПО «СибБурМаш», ОАО «ХМЗ» [17].

Также существует довольно таки много зарубежных производителей гидроциклонов: Binder+Co AG (Австрия), Derrick (США), Kosun (Китай), Metso, Weir Minerals RFW и т.д.

На рис. № 11,12 и 13 представлены пескоотделитель, илоотделитель и ситогидроциклонный сепаратор соответственно.

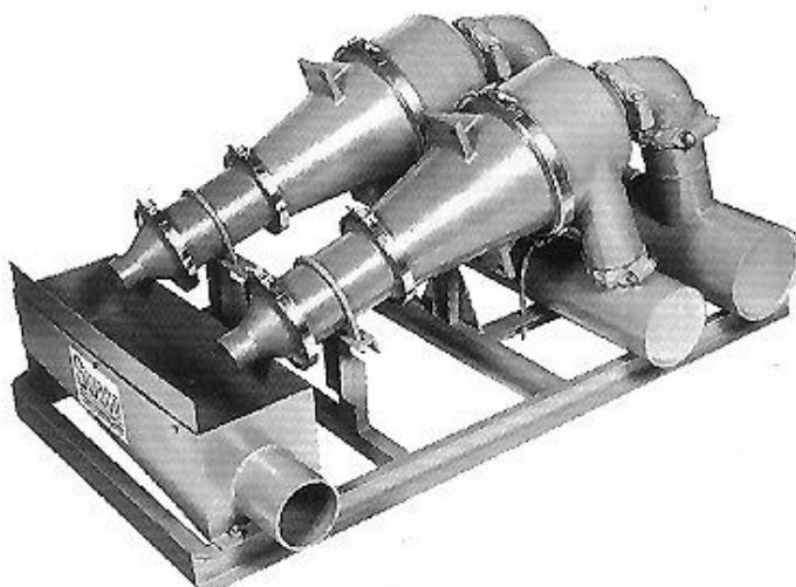


Рисунок 11 – Пескоотделитель



Рисунок 12 – Илоотделитель



Рисунок 13 – Ситогидроциклонный сепаратор

Проведём сравнительный анализ гидроциклонов зарубежного производства и сведём данные в общую таблицу в приложении Е.

Произведём сравнительный анализ производителей вибрационных сит и вспомогательного оборудования для них.

На сайте компании ОАО НПО «Бурение» представлено 5 наименований кассет для вибросит.

#### 1. NOV Brandt

Кассеты (сеточные панели) предназначены для очистки буровых растворов от выбуренной породы при бурении нефтяных и газовых скважин.

- линейка кассет, изготовленных для вибросита типа Brandt Cobra

#### 2. MiSwaco Mangoose

Ситовые кассеты представляют собой специальные блоки, объединяющие три самостоятельных сетки в единую конструкцию.

Устройства предназначены для комплектации вибросит SWACO и являются основным рабочим элементом, участвующим в просеивании перерабатываемого сырья.

Поставляемые трехслойные кассеты бывают:

- стандартными;
- усиленными.

При изготовлении сеток используется прочная нержавеющая проволока, что обеспечивает высокое качество изделия. Технологией предусмотрено производство кассет с габаритными размерами 1210x1140 и 900x1140 мм. При этом величина ячейки варьируется от 0,04 до 2,5 мм (зависит от модификации).

### 3. Derrick FLC 500 PWP

Плоская ситовая панель FLC 500 предназначена вибрационного сита серии Derrick FLC 500.

Включает в себя два-три слоя проволочной сетки из нержавеющей стали марки 304 или 316, которые собираются вместе на стальном опорном листе.

Ситовая панель FLC 500 PWP характеризуется односторонней быстросажимной системой регулирования натяжения, что помогает сократить время замены панели.

### 4. Derrick FLC 500 PMD

Ситовые панели Derrick 500 PMD изготавливаются с волнообразным (пирамидальным) профилем для увеличения площади рабочей поверхности для всех серий вибросит Derrick FLC 500. Инновационная система «пальцев натяжения» и два быстросажимных болта натяжения в полуоборота на каждой ситовой панели ускоряют, облегчают установку сетки и обеспечивают ее надежность.

Нижний слой с мелкими по размеру ячейками накрывается сеткой грубого волочения и жестко фиксируется на опорном листе.

Ситовые панели данного типа имеют более длительный срок службы и обеспечивают максимальную эффективность процесса сепарации.

### 5. Derrick 2000

Сведём характеристики товаров в общую таблицу, представленной в приложении Д.

### 3.3 Заключение

Вибрационное сито, чаще всего, рассматривается как основное оборудование очистки, а в некоторых случаях может являться единственным оборудованием очистки на буровой. Количество применяемых вибросит зависит от производительности буровых насосов и пропускной способности применяемой модели вибросита, что в свою очередь напрямую зависит от применяемых на сите сеток (их конструкции, типа плетения и размера ячеек). Обеспечение правильной эксплуатации и обслуживания вибрационного сита является главным залогом качественной очистки бурового раствора и, как следствие, экономии на проведении буровых работ.

К основным преимуществам гидроциклонов можно отнести:

высокую удельную производительность по обрабатываемой суспензии;  
сравнительно низкие расходы на строительство и эксплуатацию установок;

отсутствие вращающихся механизмов, предназначенных для генерирования центробежной силы; центробежное поле создается за счет тангенциального ввода сточной воды;

возможность создания компактных автоматизированных установок.

В рамках данного реферата не представляется возможным рассмотреть всех производителей со всеми моделями гидроциклонов и вибрационных сит, однако некоторые модели были рассмотрены.

Также было приведено сравнение кассет для вибросит от производителя НПО Бурение с подробными характеристиками.

## 4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Таблица 22 – Исходные данные

Наименование скважины	–
проектная глубина, м:	3020
способ бурения:	–
под направление и кондуктор	роторный
под техническую эксплуатационную колонну	с применением взд
цель бурения	разведка
конструкция скважины:	–
направление	d 426,0 мм на глубину 60 м
кондуктор	d 323,9 мм на глубину 690 м
техническая	d 244,5 мм на глубину 1800 м
эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 3020 м
буровая установка	Бу-3000 Эук-1м
оснастка талевой системы	5'6
насосы:	–
тип количество, шт.	унбт-950–2 шт.
производительность, л/с:	–
в интервале 0-60 м	70
в интервале 60-690 м	50
в интервале 690-1800 м	35
в интервале 1800-3020	16
утяжеленные бурильные трубы (убт):	d 178 мм 12 м
забойный двигатель (тип):	–
в интервале 690-1800 м	D 950 HF
-в интервале 1800-3020	D 675
-при отборе керна	215,9 fd 377mh-a170
бурильные трубы: длина свечей, м	36

#### 4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 23.

Таблица 23 Нормы механического бурения на газовом месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	60	60	0,04	350
2	60	690	630	0,03	1300
3	690	1800	1110	0,03	1550
4	1800	3020	1200	0,02	1790

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

$$N = T \cdot H \quad (7)$$

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

$H$  – количество метров в интервале, м. Для направления:

$$N = 60 \cdot 0,04 = 0,4 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,04	0,4
630	0,03	18,9
1110	0,03	33,3
1200	0,02	24
Итого		76,6

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

$$n = H / P \quad (8)$$

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

Для направления:

$$n = 60 / 620 = 0,09$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 25.



Таблица 25 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
60	350	0,2
630	1300	0,5
1110	1550	0,72
1200	1790	0,67
Итого на скважину		2,1

#### 4.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

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

ключами.

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

Расчет производится по формуле 8.

$$T_{СПО} = П * n_{СПО}, \quad (9)$$

где  $n_{сно}$  – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м; П – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в таблице 26

Таблица 26 – расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервалбурения, м	размердолота, мм	норма про-ходки на долото,	Номер таблицы	Номер графа	интервалбурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-60	393,7	590	11	24	0-40	0,0121	0,48
II	60-690	295,3	1670	12	32	60-100	0,0122	0,73
						100-200	0,0133	1,31
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-790	0,0158	1,58
ИТОГО								11,02
III	1800-3020	215,9	1390	12	32	800-900	0,0160	1,6
						900-1000	0,0166	1,66
							0,0177	2,6
						1000-1100	0,0188	2,62
							0,0190	2,33
						1100-1200	0,0193	2,58
							0,0199	2,45
						1200-1300	0,0210	2,57
							0,0230	2,43
						1300-1400	0,0233	2,57
							0,0240	2,45
						1400-1500	0,0246	2,41
							0,0249	2,67
						1500-1600	0,0252	2,78
							0,0255	2,56
						1600-1700	0,0256	2,68
							0,0258	2,57
						1700-1800	0,0260	2,45
0,0262	2,41							
1800-1900	0,2588	2,67						
	0,0265	2,78						
1900-2000	0,0270	2,56						
2000-2100	0,0275	2,68						
2100-2200	0,2698	2,41						
2200-2300	0,0230	2,57						
2300-2400	0,0233	2,43						
2400-2500	0,0240	2,57						
2500-2600	0,0246	2,45						

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ш	1800-3020	215,9	1390	12	32	2600-2700	0,0249	2,41
						2700-2800	0,0252	2,67
						2800-2900	0,0255	2,78
						2900-3000	0,0256	2,56
						3000-3100	0,0258	2,68
						3100-3020	0,0260	2,57
<b>Итого</b>								45,69

#### 4.2.1 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- направление:  $6 * 1 = 6$  мин;
- кондуктор:  $21 * 1 = 21$  мин;
- техническая колонна:  $60 * 1 = 60$  мин.
- эксплуатационная колонна:  $76 * 1 = 76$  мин.

#### 4.2.2 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -4 ч, кондуктора - 10 ч, эксплуатационной колонны – 22 ч.

#### 4.2.3 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ». Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса

геофизических исследований скважины составляет 25ч.

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

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

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

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» . Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 302,35 часов или 12,59 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$302,35 * 0,066 = 19,9 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 250,39 + 19,9 + 25 = 291,91 \text{ ч} = 12,88 \text{ суток.}$$

#### **4.3 Линейный календарный график выполнения работ**

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

приведенного в таблице 27.

Таблица 27– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

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

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на газовом месторождении приведен в таблице 28.

Условные обозначения к таблице 28:

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

Таблица 28 – Линейно-календарный график работ

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

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 30.



Таблица 30 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:	2,55	2,78	0,11
направление			
кондуктор	45,64	49,74	2,07
эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18
Крепление:	3,56	3,92	0,16
направление			
кондуктор	16,0	17,44	0,73
эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	302,35	329,55	13,7

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Е.2 приложения Е.

#### Расчет технико-экономических показателей

Таблица 31 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3020
Продолжительность бурения, сут.	12,74
Механическая скорость, м/ч	18,96
Рейсовая скорость, м/ч	13,23
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	8123
Проходка на долото, м	1750
Стоимость одного метра	59369

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





## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

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

#### **безопасности**

В связи с невозможностью обеспечения ежедневного возвращения работников к месту постоянного проживания – организовывается вахтовый метод трудового процесса [31].

К данному методу организации трудового процесса не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца [32].

За каждый день нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно, предусмотренные графиком работы на вахте, а также за дни задержки в пути по метеорологическим условиям или вине транспортных организаций работнику выплачивается дневная тарифная ставка, часть оклада (должностного оклада) за день работы (дневная ставка). Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности полагаются районный коэффициент (1,5 для места проведения работ по проекту), процентные надбавки, ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск и прочее.

Также работникам за счет организации предоставляется проезд от пункта сбора до места выполнения работ и обратно.

Производственное оборудование с групповыми рабочими местами и заданным темпом передачи предмета труда с одного рабочего места на другое должно обеспечивать возможность изменения темпа выполнения трудовых действий в соответствии с динамикой работоспособности человека в течение смены и особенностями трудовых действий в пределах  $\pm 20\%$  от заданного темпа, если, исходя из технологических требований, темп не должен быть

постоянным.

Во избежание несчастных случаев рабочие места должны быть максимально защищены от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочих зон [22].

При проектировании в состав буровой установки силового верхнего бурильщик ведет работу в специальном кресле, чья конструкция должна обеспечивать выполнения трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Также при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук [23].

При организации строительства скважины, некоторые помещения специализированы под проведение вычислительных процессов для сопровождения этапов строительных работ. Данные помещения оборудованы персональными ЭВМ. Ими являются:

вагон-дом станции ГТИ;

вагон-дом мастера.

Организация рабочих мест, оборудованных персональными электронно-вычислительными машинами с видеодисплейными терминалами (ПЭВМ с ВДТ) соответствует требованиям п.10.18 СП2.2.2.1327-03 «Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту» (расстояние видеомонитора до глаз и его уровень относительно глаз оператора, регулировка видеотерминала по горизонтали и вертикали, регулировка высоты рабочей поверхности и т.п.) [24].

## **5.2 Производственная безопасность**

При основных технологических процессах на буровой установке имеет место проявление действия ряда опасных и вредных производственных факторов. В рамках данного раздела будут рассмотрены наиболее вероятные и пагубные.

Таблица 31 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень общей и локальной вибрации	–	+	+	ГОСТ 12.1.012-90[9]
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	–	+	+	ГОСТ 12.1.003-83[10]
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	ПБ 08-624-03[11]
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	–	+	+	ГОСТ 12.1.005-88[12]
Движущиеся части и механизмы	–	+	+	ГОСТ 12.2.003-91[13]

## 5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего

### 5.2.1.1 Повышенный уровень общей и локальной вибрации

На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). вибрации вызывают поражение нервной и сердечно-сосудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов.

Для снижения вредного воздействия вибраций на буровой необходимо использовать средства индивидуальной защиты (виброручкавицы, виброгасящие коврики), производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, своевременно смазывать вращающиеся детали, производить контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой.

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-90

Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [9].

Таблица 32 – Допустимые нормы вибрации

Частота гармонической составляющей, Гц	Амплитуда виброперемещения, $\text{м} \cdot 10^{-3}$	
	на постоянных рабочих местах стационарных машин в производственных помещениях	в производственных помещениях, не имеющих источников вибрации
2	1,4	0,57
4	0,25	0,1
8	0,063	0,025
16	0,0282	0,0112
31,5	0,0141	0,0056
63	0,0072	0,0028

### **5.2.1.2 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума**

Машины и механизмы, используемые на буровой площадке, также являются источниками шума. Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы. Шум может увеличить риск при действии с другими факторами.

При выполнении всех видов работ на буровой установке производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБ. Мероприятия по предотвращению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективных средств защиты (звукоизолирующие кожухи, малошумные машины и звукопоглощающие облицовки) [10].

### **5.2.1.3 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте**

Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на недостаток естественной освещенности в ночное время суток. Конструкция БУ меняется в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых

нагрузках и сильно низких температурах установка имеет корпус закрытого типа, что вызывает недостаток естественной освещенности и днём.

Воздействие данного фактора может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы.

Согласно документу ГОСГОРТЕХНАДЗОРа России «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность[11]:

- роторного ствола - 100 лк;
- пути движения талевого блока - 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк;
- превенторной установки - 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк;
- люльки верхового рабочего 25 лк;
- лебедки 75 лк;
- буровые насосы – 25 лк.

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

Запыленность и загазованность рабочей зоны на территории БУ возникает в результате работы бурового и вспомогательного оборудования, поступления пластовых флюидов из скважины, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов. Загазованность может вызвать развитие хронических заболеваний, раздражение органов чувств, заболевание верхних дыхательных путей. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые контролируются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [12]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности

(малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м<sup>3</sup>;

- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности - 10 мг/м<sup>3</sup>;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м<sup>3</sup> (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO<sub>2</sub>) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup> (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH<sub>3</sub>OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м<sup>3</sup>.

В местах, с повышенной концентрацией вредных веществ, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами, а в местах, с повышенной запыленностью – противопыльными респираторами.

#### **5.2.1.5 Движущиеся части и механизмы**

На буровой установке персонал при ведении работ находится близко или контактирует с опасными механизмами и оборудованием, в результате чего возможно получение травмы. Производственное оборудование должно обеспечивать безопасность работающих при монтаже (демонтаже), вводе в эксплуатацию и эксплуатации, а также при ремонте или обслуживании.

Согласно ГОСТ 12.2.003-91 конструкция производственного оборудования должна исключать на всех предусмотренных режимах работы нагрузки на детали и сборочные единицы, способные вызвать разрушения, представляющие опасность для работающих, если возможно возникновение нагрузок, приводящих к опасным для работающих разрушениям отдельных деталей или сборочных единиц, то производственное оборудование должно быть оснащено устройствами, предотвращающими возникновение разрушающих нагрузок, а такие детали и сборочные единицы должны быть ограждены или расположены так, чтобы их разрушающиеся части не создавали травмоопасных ситуаций.



### 5.2.1.6 Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируется ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [33]. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ [32].

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;

применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

применение предупреждающей сигнализации;

применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

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

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



### **5.2.1.7 Пожаровзрывобезопасность**

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

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;

слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;

контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин.

назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

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

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь

свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Строительство скважин на нефть и газ является экологически опасным видом работ и сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды, которое может проявляться в загрязнении почв, грунтов, подземных вод, атмосферного воздуха и др.

#### **5.3.1 Защита атмосферы**

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при газо- нефтепроявлениях и факельные установки, которые выделяют следующие вредные вещества: оксид углерода, оксид азота, бензапирен, сернистый ангидрид, сернистый газ и летучие низкомолекулярные углеводороды [14]. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. Установление значения ПДВ, как количества вредных веществ, которое не разрешается превышать при выбросе в атмосферу в единицу времени, производят на основе методов расчета ПДВ в атмосферу, утвержденных Госстроем СССР. [35].

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их появления – оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов

### 5.3.3 Защита гидросферы

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше рекомендуется предпринимать следующие меры [36]:

Места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ;

Буровой раствор хранить в емкостях, исключаящих его утечку;

Разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения.

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выжидать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

### **5.3.4 Защита литосферы**

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, уничтожение или повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины и аварийных разливах.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке[36]. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94[14]. Поверхность такой амбара подвергается технической и биологической рекультивации. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов [18]. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

К чрезвычайным ситуациям на буровой установке можно отнести: газонефтеводопроявления (ГНВП), а в последствии пожары и взрывы на буровой и её падение, взрывы горюче-смазочных материалов, лесные пожары.

Наиболее распространенной и опасной чрезвычайной ситуацией является газонефтеводопроявление, которое может перейти в открытое фонтанирование. В результате открытого фонтанирования происходит потеря бурового и другого оборудования, потеря самой скважины, загрязнение окружающей среды, а также фонтан приводит к гибели людей. Основной причиной ГНВП является снижение избыточного давления столба бурового раствора на пласт, также ГНВП возможно из-за отсутствия или неисправности противовыбросового оборудования (ПВО).

Для предупреждения ГНВП при бурении необходимо производить:

правильный выбор конструкции скважины;  
контроль и проверку правильности монтажа ПВО;  
регулярное техническое обслуживание ПВО;  
поддерживание проектной плотности бурового раствора;  
проектирование в компоновку шарового крана (для оперативного перекрытия трубного пространства в случае начала ГНВП);  
инструктажи и тренировки персонала согласно плану (сигнал «Выброс»).

При обнаружении ГНВП первый, заметивший ГНВП, немедленно предупреждает всех членов бригады. Бурильщик герметизирует устье скважины, сообщает супервайзеру, назначает дежурных.

В случае открытого фонтанирования необходимо отключить электричество, потушить открытый огонь, оповестить фонтанные службы, ограничить передвижение в опасной зоне, вывесить предупреждающие знаки, эвакуировать персонал, оказать помощь раненым.

## **5.5 Заключение**

В данном разделе ВКР были рассмотрены характерные правовые нормы трудового законодательства и эргономические требования к проектируемой рабочей зоне. Проанализированы и описаны вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при строительстве скважины. Разработаны решения, обеспечивающие снижение влияние выявленных опасных и вредных факторов на работающих. Выявлены возможные источники загрязнения окружающей среды и пути их решения. Был произведен краткий анализ возможных ЧС, а также выявлены причины, последствия и меры по ликвидации наиболее вероятной чрезвычайной ситуации.

## **Заключение**

При выполнении выпускной квалификационной работы на тему «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров» были разработаны следующие разделы: общая геологическая часть, технологический часть проекта, современные производители гидроциклонов и вибросит, разделы «Социальная ответственность» и «Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение».

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора технической эксплуатационной колонны. В связи с тем, что на минимальной глубине спуска кондукторы были высокие давления, было решено в конструкцию скважины включить техническую колонну, чтобы минимизировать воздействие давлений на конструкцию скважины и как вследствие нарушения её целостности в процессе эксплуатации.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. В связи с физическими-механическими показателями пород, для бурения под направление было выбрано шарошечное долото, а для кондуктора технической и эксплуатационной колонны были подобраны PDC долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следуют обратить внимание, что под кондуктор и техническую колонну был выбран полимер-глинистый раствор, который обеспечит максимальную скорость проходки в данном интервале и минимизирует возможность возникновения осложнений при бурении на данном интервале. Под эксплуатационную колонну был выбран биополимерный раствор, это обусловлено тем, что данный раствор сводит к минимуму закупоривание пор в коллекторе, что в дальнейшей разработке данной

скважины положительно скажется на её дебите.

Задача увеличения выноса керна решалась с использованием современных PDC буровых головок, для отбора керна.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной. В силу, того что на данном интервале давления находятся в допустимой зоне и ствол вертикальный были выбраны трубы ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементирования с двумя пробками.

Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава, так как один компонент обладает хорошей моющей способностью, а другой (обеспечивает улучшенный, смыв глинистой корки со стенок скважин. В связи с экономией места на площадке, для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется при помощи перфорации участка. Для проведения испытания скважины спроектирован и специально подобран устройство для перфорации скважин ORION 73КЛ

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-35-178x245, ОП5-280/80x35, АФ6-80/65x35

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ 3000 ЭУК-1М.

В специальной части проанализированы современные производители гидроциклонов и вибрационных сит. Проанализированы их положительные и отрицательные стороны.

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



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

## Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Э.Б. Кренни, Н.Р. Хуббитдинов DSI (A Schoeller-Bleckmann Company) «Применение Циркуляционного Переводника PBL При Бурении».
5. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки МОС производства компании «NOV». // ПАО «Оренбургнефть», 2015 г.
6. Брошюра JetStream® RFID Drilling Circulation Sub
7. <http://www.findpatent.ru/patent/265/2658851.html>
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 26.05.2019).
9. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
10. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html> (дата обращения: 26.05.2019).
11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
12. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

22. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

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

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

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

защиты.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

37. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ

(ред. от 01.04.2019).

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

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

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

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

42. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

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

## Приложение А

### Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средне-взвешенная величина)
от (кров)	до (подошва)	название	индекс	угол		
1	2			град	мин.	
0	50	четвертичные отл.	Q	-	-	1,3
50	250	Серовская- ирбитская- юрковская- атлым. - новохим.	P <sub>2-3</sub>	-	-	1,3
250	573	Тибейсалинская св.	P <sub>1</sub>			1,15
573	643	Танамская свита	K <sub>2</sub> <sup>d+m</sup>	-	-	1,15
643	1023	Часельская свита	K <sub>2</sub> <sup>km+st-k</sup>	-	-	1,15
1023	1123	Кузнецовская свита	K <sub>2t</sub>			1,15
1123	1849	Покурская свита	K <sub>1-2</sub> <sup>s-al-a</sup>	-	-	1,15
1849	2100	Ереямская свита	K <sub>1</sub> <sup>a-br-n</sup>	-	-	1,15
2100	2750	Заполярная свита	K <sub>1</sub> <sup>v</sup>	-	-	1,15
2750	3249	Мегионская свита	K <sub>1</sub> <sup>v-b</sup>	-	-	1,05
3249	3308	Яновстанская	J <sub>3</sub> <sup>km-v</sup> -K <sub>1</sub>	-	-	1,05
3308	3458	Сиговская	J <sub>3</sub> <sup>o-km</sup>	-	-	1,05
3458	3531	Точинская	J <sub>3</sub> <sup>kl-o</sup>	-	-	1,05
3531	3850	Мальшевская	J <sub>2</sub> <sup>b-kl</sup>	-	-	1,05

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	50	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, супеси
Р <sub>2-3</sub>	50	250	Алевритистые глины с прослоями алевролитов и глауконитовых песков.
Р <sub>1</sub>	250	573	Верхн. часть - пески мелкозерн. слабо каолиниз., с прослоями глин и алевролитов. Нижн. часть- глины темно-серые алевритистые, слюдистые, иногда опо- ковидные, с прослоями алевролитов и песков.
K2 d+m	573	643	Серые, зеленовато-серые и желтовато- серые пески и алевриты с прослоями глин алевритовых
K2km+st-k	643	1023	Верх -ритмичное переслаивание глинистых алевролитов, алевритистых глин. Низ - серые и темно-серые глины с прослоями глинистых алевролитов, реже песков.
K2t	1023	1123	Морские плотные глины зеленовато- серые, с включ.глауконита, пиритиз. Водорослей. В верхней части песчано- алевролитовые отложения газсалинской пачки.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
K <sub>1-2</sub> <sup>s-al-a</sup>	1123	1849	Верхняя подсвита- преимущественно алевролитопесчаные отложения. Средняя часть- крупные пачки глин, глинистых алевролитов, пропластки углей. Нижн. часть- ритмичное чередование алевролитоглинистых, алевролитопесчаных и существенно песчаных толщ.
K <sub>1</sub> <sup>a-br-h</sup>	1849	2100	Песчаники серые, в средней части коалинизированные, с несколькими прослоями серых алевролитов и глин шоколадных, в основании слабо биотурбированных. Характерен обугленный растительный детрит, отпечатки растений, обломки древесины, корневидные растительные остатки.
K1v	2100	2750	Серые песчаники, чередующиеся с подчиненными прослоями серых алевролитов и алевролитовых глин в основании слабо битуминозных
K1v-b	2750	3249	ы аргиллитоподобные, серые и темно-серые, алевритовые и тонкоотмученные, с пластами песчаников относительно равномерно распределенных по всему разрезу
J3km-v-K1	3249	3308	Темно-серые аргиллитоподобные глины, от тонкоотмученных до алевритовых, с подчиненными прослоями серых песчаников и алевролитов



Окончание таблицы А.2

1	2	3	4
J <sub>3o</sub> -km	3308	3458	Песчаники серые, алевролиты, в разной степени глауконитовыми и темно-серыми аргиллитоподобными глинами
J <sub>3</sub> <sup>ki-o</sup>	3458	3531	Глины и аргиллиты темно-серые алевроитовые, с прослоями алевролитов и песчаником
J <sub>2</sub> <sup>b-kl</sup>	3531	3850	Чередование песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин. Песчаники серые и буровато-серые, преимущественно мелко-зернистые, кварцевополевошпатовые. Глины буровато-серые и темно-серые, алевроитистые, тонкоплитчатые, часто углистые с маломощными прослоями песчаников.

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

Индекс стратигра- фического	Интерв		Краткое название горной породы	Плот- ность, кг /м <sup>3</sup>	Пори- стость, %	Проницаемост ь, дарси	Глини- стость, %	Категория твердрсти	Абразивност ь (класс)	Категория породы по промысловой классифика- ции (мягкая, плотная, средняя, жесткая)
	от (верх)	до (низ)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	50	суглинки, супеси, глины,	1920	40-42	*	20-30 90	I-II	II-III	Мерзлые
P <sub>2-3</sub>	50	250	пески Алевритистые глины,	1920	40-42	*	20-30 90	II-IV	III, VI-VII	Мерзлые
P <sub>1</sub> , K <sub>2</sub>	250	573	Пески, алевролиты, глины, пески	1950	30-32	*	80	II- IV	III-IV	Мерзлые
K <sub>2</sub>	573	643	Пески, глины, алевриты	1940	26-28	*	100	II-III	III-IV	Мягкие
K <sub>1-2</sub>	643	1123	Алевритистые глины, глины, пески	1940	26-228	*	100	II-III	II-IV	Мягкие
K <sub>1</sub> , K <sub>1</sub>	1123	1849	Глины, Алевритистые глины, песчаник	2080	24-27	*	90	III-VII	IV-VIII	Средние

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K <sub>1</sub> <sup>a-br-h</sup>	1849	2100	Песчаники серые, Алевриты, Глины,	2080	24-27	*	90	IV-VII	IV-VIII	Средние
K1v	2100	2750	Песчаники, Алевролиты, Алевритистые глины	2230	20-22	*	20	III-VII	IV-VIII	Средние
K1v-b	2750	3249	Глины аргиллитоподобные, Песчаники	2310	14-19	*	20	V-VII	V-IX	Средние
J3km-v-K1	3249	3308	Глины аргиллитоподобные, Алевролиты, песчаники	2310	14-19	*	20	V-VII	V-IX	Средние
J3o-km	3308	3458	Песчаники, Алевролиты, Глины аргиллитоподобные	2290	12-15	*	80	V-VIII	VI-IX	Твердые
J <sub>3</sub> <sup>ki-o</sup>	3458	3531	Глины, Аргиллиты, песчаники	2310	14-15	*	30	V-IV	VI-IX	Твердые

Таблица А.4 – возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подраздел- ения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
К	1100	3222	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 5 м <sup>3</sup> /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
К-Ж	3222	3850		
К-Ж	0	3850	Осыпи и обвалы горных пород	Причины: нарушение технологии бурения, превышение скорости СПО, организационные простои (ремонтные работы, ожидание инструмента, материалов), несоблюдение параметров бурового раствора, в т.ч. плотности, водоотдачи, вязкости и др., несвоевременная реакция на признаки осложнений
ПК16 <sup>2</sup> , ПК18, БТ12 <sup>0</sup> , БТ1 БТ12 <sup>1-1</sup> Ю2 <sup>1</sup>	2351	2390	Газопроявлени- е	Снижение гидростатического давления в скважине из-за:  - снижения уровня бурового раствора при бурении или жидкостей глушения при испытании при СПО инструмента и отсутствии долива скважины; - подъема бурильной колонны при наличии сифона или поршневания - требования по устранению в соответствии с п. 285. “Правил безопасности...” 2013г.; снижения плотности бурового раствора или жидкостей освоения, заполняющей скважину ниже допустимой величины, определяемой в соответствии с требова- ниями п. 210. “Правил безопасности...” 2013г. .
	2882	2990		

**Приложение Б**  
**Выбор компоновки и расчет бурильной колонны**

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

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–70 м)							
1	Долото шарошечное 490,0 С-ЦВ	0,63	490,0	–	3-171	Ниппель	316
2	Переводник П-171/171	0,517	–	–	3-171	Муфта	93
					3-171	Муфта	
3	КЛС 490 М	1,21	490,0	100,0	3-171	Ниппель	465
					3-171	Муфта	
4	Переводник М-171/161	0,538	--	--	3-171	Ниппель	61
					3-161	Муфта	
5	УБТС2-203	12	203,0	100,0	3-161	Ниппель	2568
					3-161	Муфта	
6	Переводник П-161/163	0,53	–	–	3-161	Ниппель	90
					3-163	Муфта	
7	Обратный клапан Sperry Drilling	0,52	203,0	78,0	3-163	Ниппель	113
					3-163	Муфта	
8	Переводник П-163/162	0,521	–	–	3-163	Ниппель	87
					3-162	Муфта	
9	ПК-127x9,19 Е	43	127,0	–	3-162	Ниппель	1359
					3-162	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–690 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под кондуктор (70–730 м)							
1	393,7 FD 248S-A288	0,4	393,7	–	3-152	Ниппель	176,0
2	Переводник П-177/152	0,517	–	–	3-152	Муфта	93,0
					3-152	Муфта	
3	К 393,7 МС	1,3	393,7	80,0	3-152	Ниппель	473,0
					3-152	Муфта	
4	Переводник М-152/171	0,517	–	–	3-152	Ниппель	60,0
					3-171	Муфта	
5	Обратный клапан Sperry Drilling	0,52	203,0	78,0	3-171	Ниппель	113,0
					3-163	Муфта	
6	Переводник П-163/152	0,521	–	–	3-163	Ниппель	87,0
					3-163	Муфта	
7	БТС-210-50 Техгеосервис	13,6	210,0	140,0	3-163	Ниппель	2000,0
					3-163	Муфта	
8	Переводник П-163/161	0,521	–	–	3-163	Ниппель	87,0
					3-161	Муфта	
9	НУБТ-172 Weatherford	9,45	172,0	83,0	3-161	Ниппель	1600,0
					3-161	Муфта	
10	Переводник П-161/147	0,517	–	–	3-161	Ниппель	60,0
					3-152	Муфта	
11	УБТС-203	12	203,0	100,0	3-152	Ниппель	2316,0
					3-161	Муфта	
12	Переводник П-161/147	0,517	–	–	3-161	Ниппель	60,0
					3-147	Муфта	
13	УБТС1-178	12	178,0	80,0	3-147	Ниппель	1872,0
					3-147	Муфта	
14	Переводник П-147/162	0,527	–	–	3-147	Ниппель	63,0
					3-162	Муфта	
15	ПК-127x9,19 Е	617	127,0	–	3-162	Ниппель	19890,04
					3-162	Муфта	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под ТехКолонну (690–1800 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под эксплуатационную колонну (730–2650; 2690–2700 м)							
1	295,3 НьюТек Сервисез	0,3	295,3	--	3-117	Ниппель	110,0
2	Переводник П-117/133	0,47	—	—	3-117	Муфта	37,0
					3-133	Муфта	
3	КЛС 295 С	1,3	295,0	100,0	3-133	Ниппель	313,0
					3-133	Муфта	
4	Переводник М 133-117	0,457	—	—	3-133	Ниппель	30,0
					3-117	Муфта	
5	D 950 HF	8,69	240,0	--	3-117	Муфта	2005,0
					3-133	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	—	—	3-133	Ниппель	103,0
					3-133	Муфта	
7	Обратный клапан Sperry Drilling	0,51	162,0	72,0	3-133	Ниппель	66,22
					3-133	Муфта	
8	Переводник П-133/147	0,51	--	-	3-133	Ниппель	31,0
					3-147	Муфта	
9	ЗИС-4	9,6	172,0	140,0	3-147	Ниппель	700,0
					3-147	Муфта	
10	Переводник П-147/133	0,527	--	-	3-147	Ниппель	63,0
					3-133	Муфта	
11	НУБТ-172 Weatherford	9,45	172,0	83,0	3-133	Ниппель	1600,0
					3-133	Муфта	
12	Переводник П-133/161	0,527	—	—	3-133	Ниппель	63,0
					3-161	Муфта	
13	УБТС1-203	24	203,0	80,0	3-161	Ниппель	3744,0
					3-161	Муфта	
14	Переводник П-161/162	0,527	—	—	3-161	Ниппель	63,0
					3-162	Муфта	
15	ПК-127x9,19 E	1742	127,0	-	3-162	Ниппель	54394,0
					3-162	Муфта	

Таблица Б.4 – КНБК под под ЭК (1800–3020 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Отбор керна (2650–2690 м)							
1	215,9 FD 377МН-А170	0,3	215,9	–	3-117	Муфта	48,0
2	Переводник П-117/88	0,41	–	–	3-117	Ниппель	33,0
					3-88	Муфта	
3	КС-215,9 СТК	0,48	215,9	100,0	3-88	Ниппель	60,5
					3-88	Муфта	
4	Переводник М 88-117	0,398	–	–	3-88	Ниппель	30,0
					3-117	Муфта	
5	D675	6,25	172,0	–	3-117	Ниппель	830,0
					3-162	Муфта	
6	Обратный клапан Sperry Drilling	0,51	162,0	72,0	3-162	Ниппель	66,2
					3-102	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-127РС	0,477	127,0	–	3-162	Ниппель	30,0
					3-162	Муфта	
8	Переводник П- 102/147	0,35	–	–	3-102	Ниппель	31,0
					3-147	Муфта	
9	ЗИС-4	9,6	170,0	120,0	3-147	Ниппель	700,0
					3-147	Муфта	
10	Переводник П- 147/133	0,527	–	–	3-147	Ниппель	63,0
					3-133	Муфта	



Продолжение таблицы Б.4

1	2	3	4	5	6	7	8
11	НУБТ-172 Weatherford	9,45	172,0	83,0	3-133	Ниппель	1600,0
					3-133	Муфта	
12	Переводник П- 133/133	0,52	—	—	3-133	Ниппель	60,0
					3-133	Муфта	
13	Jar-172	4	172,0	63,6	3-133	Ниппель	—
					3-133	Муфта	
14	Переводник П- 133/147	0,51	—	—	3-133	Ниппель	31,0
					3-147	Муфта	
15	УБТС1-178	36	178,0	80,0	3-147	Ниппель	5616,0
					3-147	Муфта	
16	Переводник П- 147/162	0,527	—	—	3-147	Ниппель	63,0
					3-162	Муфта	
17	ПК-127х9,19 Е	2949	127,0	—	3-162	Ниппель	92078,0
					3-162	Муфта	

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2963-2995м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, г
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2963-2995м)							
1	PDC БИТ 220,7/100 В613ЕС	0,2	220,7	100,6	3-161	Муфта	0,02
2	Керноотборный снаряд КИ 7.1 195/100	7,8	195	100	3-161	Ниппель	0,7
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТС2-178х90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
5	Переводник М147хН162	0,53	171,5	80	3-147	Ниппель	0,06
					3-162	Муфта	
6	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	82,951
						Муфта	
7	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
9	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,08

## Приложение В

### Расчёт гидравлической промывки скважины

Таблица В.1– 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)					Количество, шт	Диаметр, мм		
Под направление									
0	60	бурение	0,212	0,024	центральная	1	22,2	116,7	399,6
Под кондуктор									
60	690	бурение	0,523	0,049	комбинированная	2/1	11/20,6	115,1	518,1
Под техническую колонну									
690	1800	бурение	0,926	0,080	периферийная	6	11	96,2	354,4
Отбор керна									
2963	2995	отбор керна	0,779	0,055	периферийная	9	5	113,6	160,7
Под эксплуатационную колонну									
1800	3020	бурение	1,244	0,088	периферийная	6	9	84	140,3

Таблица В.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	60	бурение	УНБТ-950	2	90	170	192,6	0,85	81	22,5	45
60	690	бурение	УНБТ-950	2	90	170	192,6	0,85	108	30	60
690	1800	бурение	УНБТ-950	2	90	140	293,4	0,98	125	27,5	55
2963	2995	отбор керна	УНБТ-950	1	90	170	192,6	0,85	72	10	20
1800	3020	бурение	УНБТ-950	1	90	170	192,6	0,85	115	16	32

Таблица В.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обязке буровой установки
от (верх)	до (низ)		насадках долота	забойном двигателе				
0	60	бурение	101,7	88,5	0	2,3	0,9	10,0
60	690	бурение	174,7	86,0	0	69,2	9,1	10,0
690	1800	бурение	288,1	64,6	61,9	142,6	9,0	10,0
2963	2995	отбор керна	160,6	80,0	0	25,0	13,1	4,3
1800	3020	бурение	191,9	43,8	61,0	64,1	13,0	10,0

## Приложение Г

### Потребное количество бурового раствора

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3020 м

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
1	2	3	4	5	6	7
0	60	60	490,0	—	1,30	14,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,0
Расчетные потери бурового раствора при очистке						9,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						18,9
Объем раствора к приготовлению:						70,2
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
60	690	630	393,7	406	1,2	101,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						63,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						2,6
Объем раствора в конце бурения интервала						129,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						220,8
Объем раствора к приготовлению:						90,9
Техн. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
690	1800	1110	295,3	306,9	1,15	151,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						84,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,8


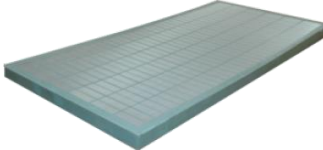


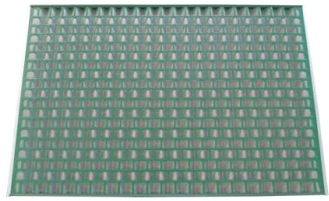
Объем раствора в конце бурения интервала						211,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						398,0
1	2	3	4	5	6	7
Объем раствора к приготовлению:						186,3
1800	3020	1220	215,9	226,7	1,12	186,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						14,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						83,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						8,5
Объем раствора в конце бурения интервала						266,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						484,5
Объем раствора к приготовлению:						218,3

Продолжение таблицы Г.1

## Приложение Д

### Характеристики кассет для вибросит

Таблица Д.1 – Кассеты для вибросит НПО Бурение.

Наименование	NOV Brandt	MiSwaco Mangoose	Derrick FLC 500 PWP	Derrick FLC 500 PMD	Derrick 2000
1	2	3	4	5	6
Характеристики товара:					
Общая поверхность комплекта сеток, м <sup>2</sup>	2,4	2,7	—	—	—
Комплект сеток устанавливаемых на вибросито:	4 преднатянутые панели	4 преднатянутые панели	—	—	—

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6
Габаритные размеры (ДхШхВ), мм:	635x1250x25,4	—	700*1050*35	700*1050*35	700*1050*46
Размер ячейки, mesh:	20-320	—	—	—	—
Масса одной ситовой панели, кг:	15-16	11-13	PWP - плоская сетка: 6 PMD - пирамидальная сетка: 7,5	PMD - пирамидальная сетка: 7,5	PWP - плоская сетка: 4,2 PMD - пирамидальная сетка: 5,8
Количество слоев, шт.:	2-3	—	—	—	2-3
Способ крепления ситовых панелей:	Клиновой	Клиновой	—	—	—
Время замены всех сеток одним оператором, мин:	5	5	—	—	—
Материал сетки:	S.S304	S.S304 или SS316	S.S304	S.S304	S.S304
Материал каркаса:	Карбидная сталь	Карбидная сталь	Карбидная сталь	Карбидная сталь	Карбидная сталь
Рабочая температура:	-20...+40 °С	-20...+40 °С	—	—	—



## Приложение Е

### Финансовый расчёт

Таблица Е.1 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	65963
Разработка трубопроводов линий передач и др.	245
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1236
Итого по главе 1:	66785
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, мон-таж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	162358
Разборка и демонтаж	1659
Монтаж установки для освоения скважины	489
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	17564
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	14896
Итого по главе 4:	14896
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	22569
Итого по главе 5:	22569
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	10596
Эксплуатация котельной	3215
Итого по главе 6:	13854
Итого по главам 1-6:	501526
Глава 7	

Продолжение таблицы Е.1

1	2
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	82564
1	
Итого по главе 7:	82564
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	45698
Итого по главе 8:	45698
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	24080
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	15186
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9445 256
Топографо-геодезические работы	123 4746
Скважины на воду	
Итого по главе 9:	57896
Итого по главам 1-9:	698564
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1564
Итого по главе 10	1564
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	
Проектные работы	790 3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	14569789
НДС 18%	22564789
ВСЕГО с учетом НДС	17896453

Таблица Е.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготови- тельные работы		Направление		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Затраты зависящие от времени											
Оплата труда буровой бригады при	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой	138,19	-	-	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53	7,01	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54	7,01	130,54
Содержание средств контроля, диспет- черизации и управления	27,67	-	-	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52	7,01	181,52
Содержание полевой лаборатории, экс-	7,54	-	-	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46	7,01	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76	7,01	1658,76
Износ бурового	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03	7,01	187,03
Износ ловильного инструмента при	6,95	-	-	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59	7,01	45,59

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52	7,01	8639,52
Материалы и запасные части при тур-бинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	—	—	—	—	1,93	1646,85	6,56	5597,58	7,01	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ,	16,12	—	—	0,11	1,77	-	—	—	—	—	—
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 сек-ционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,93	475,98	—	—	—	—
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двига-тель), сут	370,35	—	—	—	—	—	—	6,56	2429,50	7,01	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	—	—	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32	7,01	152,32
Плата за подключенную мощность,	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12	7,01	911,12
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных	41,4	4	165,6	—	—	—	—	—	—	—	—
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	—	—	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51	7,01	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	—	—	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38	7,01	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52	7,01	222,52

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой,	13,69	146,7	2008,32	—	—	—	—	—	—	—	—	
Амортизация вагон-домиков 7	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54	7,01	—	
Содержание станции геолого-технологического контроля,	14,92	—	—	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88	7,01	—	
Порошок бентонитовый марки	75,4	—	—	14,2	1070,68	25,4	1915,16	—	—	—	—	
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	—	—	0,17	338,98	0,38	757,72	—	—	—	—	
Биолуп LVL, т	324,74	—	—	—	—	—	—	0,74	240,3076	7,01	—	
NaCl, т	215,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
Сода кальцинированная марки	18,33	—	—	0,085	1,56	0,06	1,0998	—	—	—	—	
НТФ, т	916	—	—	—	—	—	—	0,42	384,72	7,01	—	
Ингибитор, т	328	—	—	—	—	—	—	0,63	206,64	7,01	—	
Транспортировка материалов и запча-стей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444	1,5	45,444	
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	—	—	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359	1,07	24,2359	
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300	27,46	—	—	6,39	175,33	63,3	1738,2	—	—	—	—	
Транспортировка ГСМ на 300	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	—	—	—	—	
Итого затрат зависящих от времени, без учета		8266,31		2350,2		12579,36		24600,27				
Затраты зависящие от объема работ												
393,7 М-ЦВ	686,4	—	—	0,1	68,64	—	—	—	—	—	—	
БИТ 295,3 В516 УСМ.08	1379,7	—	—	—	—	0,43	593,271	—	—	—	—	
БИТ 215,9 ВТ 613	1028,4	—	—	—	—	—	—	1,18	1213,512	—	—	

Окончание таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	–	–	–	–	–	–	–	–
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	–	–	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,944		747,883		5187,779		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,31		2520,14		13327,24		29788,05		
Всего по сметному расчету, руб	54639,74								

Таблица Е.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма	–	–
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затрат зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады,	138,19	0,16	22,11	0,73	100,88	1,47	203,14	1,80	225,74
Оплата труда дополнительного сле-саря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,18	0,73	14,53	1,47	29,25	1,80	32,65

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Износ бурового инструмента к-	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91	1,80	42,78
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22	1,80	11,22
Амортизация бурового оборудования при бурении,	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99	1,80	1956,99
Амортизация бурового оборудования при бурении,	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96	1,80	2015,96
Материалы и запасные части в экс-плуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52	1,80	625,52
Плата за подключенную мощ-ность,сут	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17	1,80	215,18
Плата за эл/энергию при 2-х ставоч-ном тарифе, сут	100,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23	1,80	169,43
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59	1,80	158,78
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05	1,80	29,85
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	24,76	1,47	49,86	1,80	56,78
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93	—	11,8
Башмак колонный БК-323,9, шт	85,5	1	85,5	—	—	—	—	—	—
Башмак колонный БК-244,5, шт	65	—	—	1	65	—	—	—	—
Башмак колонный БК-168,3, шт	45,5	—	—	-	-	1	45,5		
Центратор ЦЦ-244,5/295, шт	25,4	—	—	16	406,4	-	-	1	46,7
Центратор ЦЦ-168,3/191-216, шт	18,7	—	—	—	-	50	935	—	—
ЦКОДМ-244,5, шт	113,1	—	—	1	113,1	-	-	—	—
ЦКОДМ-168,3, шт	105	—	—	—	—	1	105	—	—

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Продавочная пробка ПРП-Ц-	59,15	—	—	1	59,15	—	—	—	—
Продавочная пробка ПРП-Ц-	30,12	—	—	-	-	1	30,12	—	12,52
Головка цементировочная ГЦУ-	3320	—	—	1	3320	-	-	1	
Головка цементировочная ГЦУ-	2880	—	—	—	—	1	2880		2577
Итого затрат зависящих от времени, без учета	—	746,52		7203,26		10706,74		—	—
Затраты зависящие от объема работ									
Обсадные трубы 323,9x9,5, м	37,21	50	1860,5	—	—	—	—	—	—
Обсадные трубы 244,5x8,9 м	28,53	—	—	800	22824	—	—	—	—
Обсадные трубы 168,3x8 м	25,41	—	—	—	—	80	2032,8	97	2487,9
Обсадные трубы 168,3x8,0 м	23,67	—	—	—	—	10	236,7	17	254,78
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50,	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	—	—	—	—
Портландцемент тампонажный рас-твор ПЦТ-	29,95	—	—	—	—	4,38	131,181	5,7	132,96
Портландцемент тампонажный рас-твор ПЦТ-	32	—	—	—	—	50	1600	55	1800
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066	0,193	15,98
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	5	745,78
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18	2	175,18



## Окончание таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Работа СКЦ-2М, тампоажный цех, агр/оп	80,6	—	—	—	—	1	80,6	1	81,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4	15	490,78
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2	5	152,71
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	—	—	—	—	1	40,8	1	42,7
Дежурство ЦА-320М, тампоажный цех, ч	15,49	—	—	16	247,84	24	371,76	26	385,96
Транспортировка обсадных	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984	77,8	1378,89
Транспортировка обсадных труб запаса , т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки	2573,2		25538		55704,92		60789,89		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	3337,72		32741,26		66411,66		69789,87		
Всего по сметному расчету, руб	120589,369								

