

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины (пласт Ю <sub>1</sub> <sup>0</sup> ) на нефтяном месторождении (Томская область, Кургасокский район)»

УДК 550.822.7:622.243.22:553.982(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Юй Чжаолин		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вершкова Елена Мияйловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2018 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное  
 учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 И.о. руководителя отделения  
 \_\_\_\_\_ Меркулов В.П.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>Фамилия Имя Отчество</b>
2Б4В	Юй Чжаолин -

Тема работы:

«Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины (пласт Ю <sub>1</sub> <sup>0</sup> ) на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	7 февраля 2018 года
--	---------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологические условия бурения</li> <li>2. Глубина по вертикали: по расчету</li> <li>3. Интервал отбора керна: пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup></li> <li>4. Объект испытания в процессе бурения: пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup></li> <li>5. Данные по профилю: вертикальный тип профиля</li> <li>6. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать</li> <li>7. Диаметр эксплуатационной колонны: 178 мм</li> <li>8. Способ цементирования: по расчету</li> <li>9. Способ перфорации: кумулятивный</li> <li>10. Минимальный уровень жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения</li> <li>11. Способ вызова притока: струйными насосами</li> </ol>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ                         <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</li> <li>1.2. Геологические условия бурения</li> <li>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</li> <li>1.4. Зоны возможных осложнений</li> <li>1.5. Исследовательские работы</li> </ol> </li> <li>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ                         <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</li> <li>2.2. Обоснование конструкции скважины                                 <ol style="list-style-type: none"> <li>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</li> <li>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</li> <li>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</li> <li>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</li> <li>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</li> <li>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</li> </ol> </li> <li>2.3. Углубление скважины                                 <ol style="list-style-type: none"> <li>2.3.1. Выбор способа бурения</li> <li>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</li> <li>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</li> <li>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</li> <li>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</li> <li>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</li> <li>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</li> </ol> </li> </ol> </li> </ol>

	2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
<b>Перечень графического материала</b>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна, к.э.н., доцент каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Алексеев Николай Архипович, ст. преп-ль каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	6 февраля 2017 года
---	---------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст.преп-ль	Епихин Антон Владимирович	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Юй Чжаолинь -		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа: страницы, рисунков, таблиц, источника, 2 листа графического материала формата А3.

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

Цель работы – проектирование строительства нефтяной эксплуатационной наклонно – направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>) глубиной 2880 нефтяном месторождении (Томская область, Кургасокский район)..

В процессе работы был составлен проект на строительство поисково-оценочной вертикальной скважины (пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>) глубиной 2880 нефтяном месторождении (Томская область, Кургасокский район).

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

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

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel и программы “Бурсофтпроект”, графический материал выполнен в программе «Компас-3D V14» (представлены вместе с ВКР).

## Условные обозначения и сокращения

ВЗД	винтовой забойный двигатель
ЦГ	цементировочная головка
ЦА	цементировочный агрегат
СПО	спуско-подъемные операции
КНБК	компоновка низа бурильной колонны
ЦКОД	цементировочный клапан обратный дроссельный
ГИС	геофизические исследования
ГРП	гидравлический разрыв пласта
ПАВ	поверхностно-активное вещество
ПВО	противовыбросовое оборудование
СНС	статическое напряжение сдвига
ДНС	динамическое напряжение сдвига
ПЦН	пробка цементировочная нижняя
ГТН	геолого-технический наряд
СКЦ	станция контроля цементирования
ОЗЦ	ожидание затвердевания цемента
БУ	буровая установка
ВУК	виброударный механизм
НКТ	насосно-компрессорные трубы
ГУМ	Гидравлический ударный механизм
УБТ	Утяжелённая буровая труба

## Оглавление

Введение .....	9
1. Общая и геологическая часть.....	10
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района работ.....	10
1.2 Геологические условия бурения .....	10
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) .....	10
1.4 Зоны возможных осложнений .....	10
2. Технологическая часть.....	12
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....	12
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя .....	12
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений .....	12
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	13
2.2.4. Выбор интервалов цементирования .....	13
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	13
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины .....	15
2.3 Проектирование процесса углубления скважины.....	16
2.3.1. Выбор способа бурения .....	16
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента .....	17
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	17
2.3.4. Расчет частоты вращения долота .....	18
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	19
2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны. ....	20
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	21
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	28
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	28
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	29
2.4.1 Расчет обсадных колонн .....	29
2.4.2 Расчет процессов цементирования .....	41
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадной колонны .....	46
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	46
2.5 Выбор буровой установки .....	47
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ .....	49

Исследование влияния концентрации соли в растворе для обработки эластомера винтового забойного двигателя на эффективность упрочнения .....	49
3.1 Актуальность исследования .....	49
3.2 проведение эксперимента .....	50
3.3 Эксперимент на износ резанием .....	51
3.4 Эксперимента на износ трением .....	51
3.5 Вывод эксперимента.....	52
4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	56
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО «Востокгазпром» .....	56
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин .....	56
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение .....	56
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	58
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	59
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента .....	59
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	59
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы .....	61
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами .....	61
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .....	62
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины.....	63
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины ...	63
4.4 Расчет технико-экономических показателей .....	64
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	68
5.1. Производственная безопасность .....	68
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	70
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	74
5.3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин .....	74
5.3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС .....	74
5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	75
Приложение А.....	83
Геологические условия бурения скважины .....	83
Приложение Б.....	89
Приложение В.....	90

Приложение Г.1 .....	94
Совмещённый график давлений .....	94
Приложение Г.2 .....	95
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	95
Приложение Д.1 .....	96
Выбор породоразрушающего инструмента .....	96
Приложение Д.2 .....	97
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	97
Приложение Д.3 .....	102
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	102
Приложение Д.4 .....	105
Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	105
Приложение Е.1 .....	107
Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования.....	107
Приложение Ж.1 .....	108
Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.....	108
Приложение Ж.1.1 .....	110
Скважинное оборудование для свабирования КС-62 .....	110
Приложение И.....	111
Выбор буровой установки .....	111
Приложение К.1 .....	112
Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	112
Приложение К.2 .....	113
Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	113
Приложение К.3 .....	114
Нормативная карта вертикальной скважины на ЯНАО .....	114
Приложение Л.....	116
Сметная стоимость строительства скважины.....	116
Приложение М .....	124
Производственная безопасность .....	124



## Введение

Бурное развитие нефтяной промышленности началось в XX веке, когда стали широко применять нефтяные и бензиновые двигатели внутреннего сгорания, требующие разнообразных топлив и масел.

Особенно быстро начала развиваться мировая нефтяная промышленность с тех пор, как нефть и ее продукты стали использовать в качестве сырья для химической промышленности.

Цель работы – технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район).

В процессе исследования проводились расчёты по конструкции, технологии бурения, заканчиванию, сметной стоимости и безопасности строительства скважины. В новом тысячелетии планируется дальнейшее расширение масштабов буровых работ на нефть и газ. При этом значительная часть этих работ будет выполняться в сложных горно-геологических условиях.

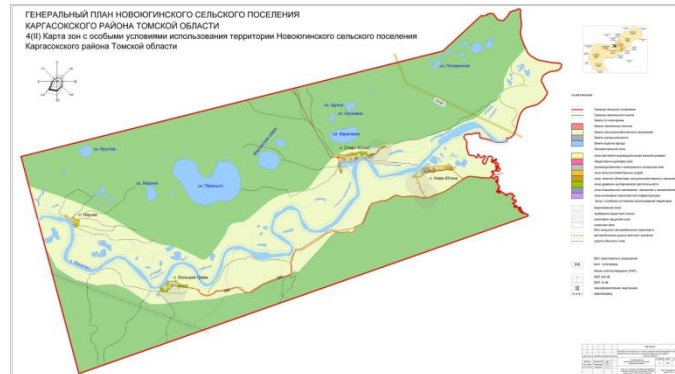
Бурение этой скважины очень выгодно с экономической точки зрения, так как после изучения разбуриваемого пласта можно получить много информации об интересующем пласте и продолжить добычу нефти.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство эксплуатационной скважины на нефть. Проект включает в себя решения во всех основных сферах проектирования: технологической, обслуживающей, безопасности труда, охраны окружающей среды и экономической. В специальной части ВКР проведен сравнительный анализ трех буровых лебедок.

В основе написания выпускной квалификационной работы использовался «Групповой рабочий проект на сооружение нефтяной поисково-оценочной скважины на нефтяном месторождении».

## **1. Общая и геологическая часть**

### **1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района работ.**



### **1.2 Геологические условия бурения**

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.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками.

### **1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)**

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлены в приложении Б.

Из таблицы видно, что разрез представлен семью водоносными коллекторами.

### **1.4 Зоны возможных осложнений**

Зоны возможных осложнений представлены в приложении В.

Осложнения, являются типичными для данных горных пород. На борьбу с ними уходит достаточно большое количество времени. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

### **Краткая характеристика возможных осложнений**

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

Интервалы 0-610 910-1800 1800-2815 характеризуется также наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость ограничения по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут.

## 2. Технологическая часть

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

Проектирование профиля скважины заключается в выборе типа профиля, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола и в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

#### 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

При совместной или совместно-раздельной эксплуатации необходимо изолировать продуктивные горизонты друг от друга, поэтому они должны быть перекрыты сплошной или потайной колонной с обязательным их цементированием. Совместная или совместно-раздельная эксплуатации, т.к. четыре пласта. Необходимо использовать забой закрытого типа.

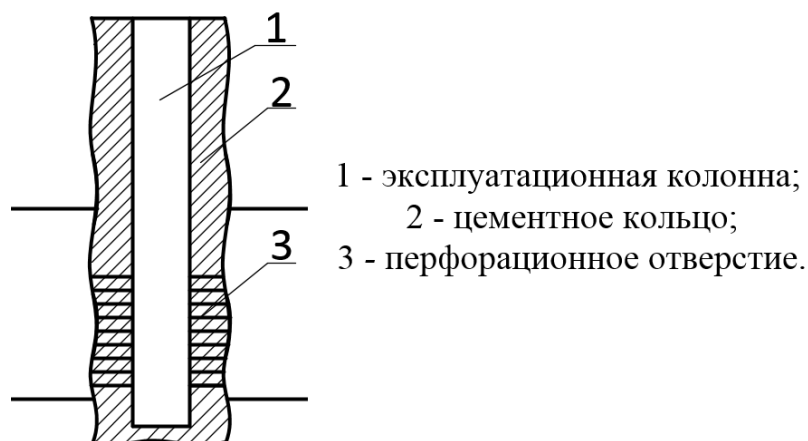


Рисунок .2. Конструкция закрытого забоя.

#### 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен в приложении Г.1.

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны

отсутствует.

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

1. Направления: глубина спуска 50м.
2. Кондуктор: глубина спуска 630м.
3. Эксплуатационная колонна: глубина спуска 2880м. (Вскрытия продуктивного пласта, бурение интервала под ЗУМППФ).

Данные о глубинах спуска обсадных колонн приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Глубины спуска обсадных колонн

Название колонны	Глубина спуска, м
	По вертикали
Направление	50
Кондуктор	630
Эксплуатационная колонна	2880

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

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- Направление цементируется на всю длину: 0 – 50м;
- Кондуктор цементируется на всю длину: 0 – 630м;
- Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 150 м: 48 0– 2880м;

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

Расчет скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Конструкция скважины

Название колонны	Глубина спуска, м		Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	По вертикали	По стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	50	50	0 - 50	0 - 50	323,9	393,7
Кондуктор	630	630	0 – 630	0 – 630	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2880	2880	480- 2880	480- 2880	177,8	220,7

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 2.2.4.1.

### 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела – определить необходимость использования противовыбросового оборудования (ОП) и колонной обвязки (КО) для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

Для нефтяной скважины максимальное устьевое давление:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (2.2.6.1)$$

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

$\rho_n$  – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м<sup>3</sup>;

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

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

$$P_{му1} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 31,1 - 706 \cdot 9,81 \cdot 2840 \cdot 10^{-6} = 9,53 \text{ МПа};$$

По таблице 1.3.1. «нефтеносность скважины» давление насыщенного попутного газа  $P_{нас} = 10$  тогда:  $P_{му} < P_{нас}$ , следовательно  $P_{му}$  рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{му} = \frac{P_{нас}}{e^s}, \quad (2.2.6.2)$$

где  $e$  – основание натурального логарифма;

$s$  – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot h, \quad (2.2.6.3)$$

где  $\gamma_{отн}$  – относительная плотность газа по воздуху (По таблице 1.3.1. «нефтеносность скважины»);

$h$  – высота столба газа при закрытом устье, которая находится по формуле:

$$h = \frac{P_{нас} + \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} - P_{пл}}{\rho_n \cdot g}, \quad (2.2.6.4)$$

для пласта j3vsЮ10

$$h = \frac{P_{нас} + \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} - P_{пл}}{\rho_n \cdot g} = \frac{13,89 \cdot 10^6 + 706 \cdot 9,81 \cdot 2840 - 27,4 \cdot 10^6}{706 \cdot 9,81} = 629,33 \text{ м};$$

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot h = 10^{-4} \cdot 1,023 \cdot 629,33 = 0,06$$

$$P_{му} = \frac{P_{нас}}{e^s} = \frac{13,89}{e^{0,06}} = 13,02 \text{ МПа}.$$

В соответствии с этим значением и параметрам растворенного газа (по таблице 1.3.1 «нефтеносность скважины») выбираем колонную головку ОКК-21-178x245, которая предназначена для обвязки труб с условными диаметрами 178мм (ЭК.) и 245 (кондуктор).

Примем 5-ую схему, являющуюся основной при бурении скважин на территории Западной Сибири для вскрытия нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением. Применяемое противовыбросовое оборудование ОП5-280/80x21, ГОСТ 13862-90, с рабочим давлением 21 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм.

## **2.3 Проектирование процесса углубления скважины**

### **2.3.1. Выбор способа бурения**

На основании исходных данных для проводки проектируемой скважины наиболее подходящими является бурение ГЗД.

Учитывая тот факт, что в Западной Сибири широко развито бурение гидравлическими забойными двигателями и в данной области накоплен не малый опыт, выбираем для бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик гидравлический забойный двигатель.

Бурение под направление будет производиться роторным способом.



### **2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента**

Под направление выбирается долото III 393,7 М-ЦВ (ОАО «Волгабурмаш») Долото предназначено для бурения мягких пород.

Для бурения интервала под кондуктор используется долото компании «Буринтех» БИТ 295,3 ВТ 419 СВ. Долото предназначено для бурения в мягких и средних малоабразивных породах категории I-IV с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено стабилизационными вставками, расположенные за основным рядом вооружения, а на обратном конусе калибрующей поверхности выбуривающие резцы PDC.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну планируется использовать 2 типа долот компании «Буринтех» БИТ 220,7 ВТ 513 У и БИТ 220,7 ВТ 513 У. Долото БИТ 220,7 ВТ 513 У предназначено для бурения в мягкосредних и абразивных породах категории IV-X с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено резцами наивысшей абразивостойкости. Долото БИТ 220,7 ВТ 713 У предназначено для бурения в мягкосредних и абразивных породах категории IV-X с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Также оснащено резцами наивысшей абразивостойкости.

Для интервала отбора керна (2840-2880м) используется бурильная головка компании «Буринтех» БИТ 220,7/101,6 В913. Данная бурильная головка предназначена для отбора керна в твердых средней абразивности породах.

Характеристики выбранных долот представлены в приложении Д.1

### **2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород**

Для интервала бурения под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну(630-2505м) проектируется осевая нагрузка ниже рекомендуемой, поскольку она достаточна для создания усилия

разрушения мягких горных пород, но при этом не вызовет износа опор долота. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну(2505-2840м) из-за отсутствия интервалов кавернообразования и интервалов набора угла, была выбрана максимальная осевая нагрузка.

Данные по проектированию осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 2.3.3.1

Таблица 2.3.3.1 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-630	630-2505	2505-2840
$\alpha$	1			
$P_{ш}, \text{кН/см}^2$	9,66	11,98		30,88
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53		22,07
$\eta$	1			
$\delta, \text{см}$	0,15	-		-
$q, \text{кН/мм}$	0,15	0,2	0,2	0,3
$G_{пред}, \text{кН}$	509,95	117,68	106,6	102,3
$G_1, \text{кН}$	30	25	39	43
$G_2, \text{кН}$	39	59	65	65
$G_3, \text{кН}$	408	94	85	82
$G_{проект}, \text{кН}$	40	60	65	80

#### 2.3.4. 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. В интервале бурения направления (0-50м), кондуктора (50-630м) и эксплуатационной колонны(630-2505м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что для бурения мягких четвертичных отложений со значительной периферийной зоной долота достигается достаточная эффективность разрушения горных пород при выбранной частоте вращения. Касательно интервала бурения под эксплуатационную

колонну(2505-2880м) меньшие значения частоты вращения выбраны из-за наличия твердых и абразивных пород.

Результаты расчета частоты вращения долота по интервалам горных пород представлена в таблице 2.3.4.1.

Таблица 2.3.4.1 – Проектирование частоты вращения долот по интервалам бурения.

Интервал		0-50	50-630	630-2505	2505-2840
Исходные данные					
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7	220,7
τ, мс		5	-	-	
z		24	-	-	
α		0,8	-	-	
Результаты проектирования					
n <sub>1</sub> , об/мин		146	115	86	86
n <sub>2</sub> , об/мин		325	-	-	-
n <sub>3</sub> , об/мин		660	-	-	-
n <sub>проект</sub> , об/мин		150	115	90	90

### 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Бурение интервала под направление 0–50 метров производится роторным способом.

Для интервала бурения под кондуктор выбирается гидравлический винтовой забойный двигатель с регулятором угла ВЗД ДР-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель с регулятором угла ВЗД ДР-195, с регулируемым углом перекося, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлена в таблице 2.3.5.1

Таблица 2.3.5.1 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-630	630-2505	2505-2840
Исходные данные					
D <sub>д</sub>	м	-	0,2953	0,2207	0,2207
	мм		295,3	220,7	220,7
G <sub>ос</sub> , кН	60		65	80	
Q, Н*м/кН	1,5		1,5	1,5	
Результаты проектирования					
D <sub>зд</sub> , мм	-	240	195	195	
M <sub>р</sub> , Н*м		2363.8	1929.3	2349	
M <sub>о</sub> , Н*м		147.7	110.4	110,4	
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		37	28	28	

. Техническая характеристика запроектированных забойных двигателей представлена в таблице 2.3.5.2.

Таблица 2.3.5.2 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-240	50-630	240	10432	2761	22-45	75-151	15,3	179
ДР-195	630-2880	195	7601	1328	20-53	82-217	11,1	226

### 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.

Для интервала под направление проектируется такая компоновка, обеспечивающая требуемую осевую нагрузку без разгружения веса на забой труб бурильной колонны.

Для интервала под кондуктор планируется использовать ДР-240 (двигатель с регулируемым углом, с КОБ в корпусе двигателя). Наличие обратного клапана предотвращает обратный перелив бурового раствора в теле двигателя. Клапан переливной ПК-240 нужен для заполнения и

опорожнения бурильной колонны при спуско-подъемных операциях, для уменьшения гидродинамических воздействий на ствол скважины и предотвращения холостого вращения ВЗД. Требуемая осевая нагрузка создается УБТС-133х64.

Для интервала под эксплуатационную колонну планируется использовать ДР-195 (двигатель с регулируемым углом, КОБ в самом корпусе двигателя). Клапан переливной КП-172 нужен для заполнения и опорожнения бурильной колонны при СПО, для уменьшения гидродинамических воздействий на ствол скважины и предотвращения холостого вращения ВЗД. Требуемая осевая нагрузка создается бурильными толстостенными трубами ТБТ-105. Данные трубы, помимо осевой нагрузки, придают жесткость колонне для использования ясса. Осевая нагрузка создаваемая весом ТБТ достаточная, поэтому включение в КНБК УБТ не требуется.

Для участка отбора керна предусматривается использование УБТС-133х64 для создания требуемой осевой нагрузки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.2

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

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервала под направление – глинистый (бентонитовый); для интервала под кондуктор – стандартный глинистый раствор; для бурения интервала под эксплуатационную колонну, в том числе для вскрытия продуктивного пласта – полимерглинистый раствор инкапсулирующего типа. В таблице 1 представлен компонентный состав бурового раствора под каждый интервал.

Таблица 1 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	<b>Глинистый (бentonитовый)</b> Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ (структурообразователь), NaOH (регулятор pH), Барит
50	630	<b>Стандартный глинистый раствор</b> Вода пресная, NaOH, Reasil (ингибитор глин, гидрофобизирующий агент), Poly-pac R (понижитель фильтрации), Sapp (противосальниковый реагент) NaCl, Барит
630	2880	<b>Полимерглинистый раствор инкапсулирующего типа</b> Вода пресная, NaOH, Ca <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> , Poly-pac R, Duo-Vis NS (биополимер – контроль реологии), Realub L, Reastab, Каустическая сода(pH), Реасар (инкапсулятор глин), KCl, , Бактерицид, Пеногаситель, SORBER MILD (регулятор жесткости).

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, сконфигурованная преимущественно из импортного оборудования, способного обеспечить наилучшую очистку раствора от шлама. Схема очистки бурового раствора приведена на рисунке 3.

Данные по проектированию расходов бурового раствора по интервалам представлены в таблице 2. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 3.

Таблица 2.3.7.2– Проектирование расходов бурового раствора

Интервал	0-50	50-630	630-2880
Исходные данные			
$D_d$ , м	0.3937	0.2953	0.2207
$K$	0.5	0.3	0.3
$K_k$	1.3	1.266	1.158
$V_{кр}$ , м/с	0.15	0.15	0.13
$V_m$ , м/с	0.0083	0.0069	0.0042
$d_{бт}$ , м	0.102	0.102	0.102
$d_{мах}$ , м	0.102	0.102	0.105
$d_{нмах}$ , м	0.01	0.013	0.009
$n$	6	6	5
$V_{кпмин}$ , м/с	0.5		
$V_{кпмах}$ , м/с	1.3	1.3	1.2
$\rho_{см-р}$ , Г/см <sup>3</sup>	0.02		
$\rho_p$ , Г/см <sup>3</sup>	1.1	1.1	1.1
$\rho_n$ , Г/см <sup>3</sup>	2.1	2.21	2.3
Результаты проектирования			
$Q_1$ , л/с	60.8	20.5	11.5
$Q_2$ , л/с	73.0	38.0	14.3
$Q_3$ , л/с	195.0	102.0	42.7
$Q_4$ , л/с	75.0	39.2	18.1
$Q_5$ , л/с	35.3	45.9	26.5
$Q_6$ , л/с		30-50	25-35
Дополнительные проверочные расчеты			
$M$ , Н*м	-	2363.8	1929.3
$M_{табл}$ , Н*м	-	50000	35300
$Q_n$ , м <sup>3</sup> /с	-	1	1
$Q_{пров1}$ , м <sup>3</sup> /с	-	0.9	0.9
$Q_{пров2}$ , м <sup>3</sup> /с	-	36.4	27.8
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q$ , м <sup>3</sup> /с	0,085-0,140	0,045-0,050	0,025-0,035
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q$ , м <sup>3</sup> /с	0,080	0,046	0,028

Таблица 2.3.7.3 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения.

<b>Исходные данные</b>										
<b>Интервал бурения (по стволу), м</b>		<b>к</b>	<b>Р<sub>пл</sub>, МПа</b>	<b>Н, м</b>	<b>g, м/с<sup>2</sup></b>	<b>ρ<sub>бр</sub>, кг/м<sup>3</sup></b>	<b>ρ<sub>гп</sub>, кг/м<sup>3</sup></b>	<b>К</b>	<b>d, м</b>	
<b>от</b>	<b>до</b>									
<b>0</b>	<b>50</b>	<b>0,1</b>	<b>0,6</b>	<b>30</b>	<b>9,81</b>	<b>1,10-1,22</b>	<b>2,02</b>	<b>1,5</b>	<b>0,010</b>	
<b>50</b>	<b>630</b>	<b>0,1</b>	<b>15,49</b>	<b>830</b>		<b>1,14-1,16</b>	<b>2,43</b>	<b>1,5</b>	<b>0,008</b>	
<b>630</b>	<b>2880</b>	<b>0,05</b>	<b>55,17</b>	<b>3220</b>		<b>1,05-1,12</b>	<b>2,48</b>	<b>1,5</b>	<b>0,005</b>	
<b>Результаты проектирования</b>										
<b>Интервал бурения(по стволу),м</b>		<b>Плотность, г/см<sup>3</sup></b>	<b>СНС<sub>1</sub>, дПа</b>	<b>СНС<sub>10</sub>, дПа</b>	<b>Условная вязкость, сек</b>	<b>Водоотдача, см<sup>3</sup>/30 мин</b>	<b>рН</b>	<b>Содержание песка, %</b>	<b>ДНС, Па</b>	<b>ПВ, мПа*с</b>
<b>от</b>	<b>до</b>									
<b>0</b>	<b>50</b>	<b>1,19</b>	<b>8-18</b>	<b>12-35</b>	<b>90-120</b>	<b>&lt;12</b>	<b>7,5-9</b>	<b>1,5</b>	<b>10-25</b>	<b>10-20</b>
<b>50</b>	<b>630</b>	<b>1,15</b>	<b>6-16</b>	<b>9-30</b>	<b>40-75</b>	<b>8-12</b>	<b>7,5-9</b>	<b>1</b>	<b>10-20</b>	<b>15-20</b>
<b>630</b>	<b>2880</b>	<b>1,08</b>	<b>2-10</b>	<b>4-25</b>	<b>40-55</b>	<b>&lt; 8</b>	<b>8-10</b>	<b>&lt; 0,5</b>	<b>10-35</b>	<b>10-25</b>



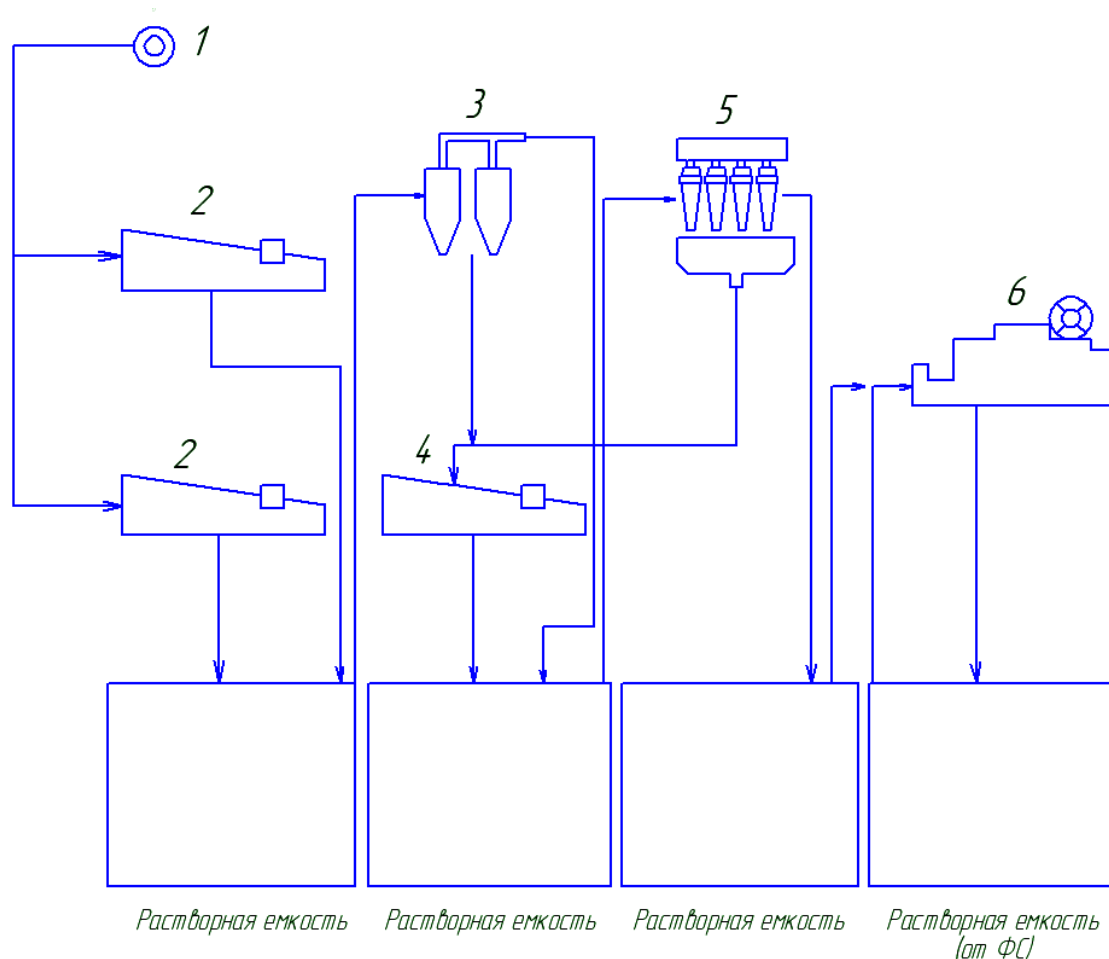


Рисунок 3 - Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

Таблица 3 – Обоснование параметров и свойств бурового раствора.

Показатель	Интервал бурения		
	Под направление	Под кондуктор	Под ЭЖ
Минимальная репрессия %	10	10	5
Принимаемая репрессия %	19	15	8
Плотность бурового раствора, кг/м <sup>3</sup>	999	1000	1004
Плотность раствора с принимаемой репрессии, кг/м <sup>3</sup>	1189	1150	1084

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	50	50	393,7	323,9	1,3	7,91
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,64$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 5,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,25$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 23,81$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{\text{бр}} = 30,01$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 9,53$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
50	630	580	295,3	244,5	1,25	56,25
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 5,81$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 36,96$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,15$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 120,5$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 166,43$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 9,53$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_2' = 156,9$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 0$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
630	2880	2250	220,7	177,8	1,10	136,77
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 17,48$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 86,52$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 17,48$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 281,53$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 399,93$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 0$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_3' = 399,93$

Таблица 9 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаков ка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	кг	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода (NaOH)	Регулятор щелочности (pH)	25	16,609	1	191,08	8	451,33	19	659,02	27
Глинопопорошок (ПБМБ)	Структурообразователь	1000	1582,6	2	0	0	0	0	1582,6	2
Reasil	Ингибитор глин	200	0	0	127,39	1	0	0	127,39	1
Poly-pac R (ПАЦ)	Понизитель фильтрации	25	0	0	79,617	4	984,72	40	1064,3	43
Sapp	Противосальниковый агент	25	0	0	79,617	4	0	0	79,617	4
Мраморная крошка (CaCO <sub>3</sub> )	Утяжелитель	1000	0	0	0	0	18463	20	18463	20
Poly-plus DRY	Инкапсулятор глин	25	0	0	0	0	369,27	15	369,27	15
Realub L	Смазочная добавка	1000	0	0	0	0	1395	2	1395	2
Reastab	Регулятор водоотдачи	23	0	0	0	0	1969,4	86	1969,4	86
Duo-Vis NS	Биополимер - контроль реологии	25	0	0	0	0	1025,7	41	1025,7	41
SORBER MILD	Регулятор жесткости	200	0	0	159,23	1	410,3	3	569,53	3

### 2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

Результаты расчета представлены в приложении Д.4.

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

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносного пласта. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2665-2675м. Так как скважина является разведочной, интервал отбора керна мы принимаем по интервалу продуктивного пласта плюс 25 метров: 2640-2700м

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отбора керна и обеспечения данной бурголовкой, бурения интервала по пласту. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100 мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя.

Таблица 11 - Тип проектируемой бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ IADC: S442	Масса, кг
Бурголовка БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	220,7	100	СП 112x4,233x1:16	15

Таблица 12 - Тип проектируемого кернотборного снаряда

пр и е м н о е	д и а м е т р	д л и н а	к е р н	т р у б	к е р н	а	р н о п р и е м	Резьба	Масса
----------------	---------------	-----------	---------	---------	---------	---	-----------------	--------	-------

					<b>верхняя</b>	<b>нижняя</b>	<b>устройства в сборе, кг</b>
УКР- 172/100 Кембрии	172	18 (3)	100	500	3-171	3-189	1480

Таблица 13 - 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
2640-2700	УКР- 172/100 Кембрии	2-5	90	18-25

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

Расчет наружных и внутренних избыточных давлений

Расчет действующих нагрузок

Основная задача расчёта сводится к:

1. выбору главных нагрузок;
2. определению периода времени, когда эти нагрузки достигают максимальных значений;
3. расчёту величины этих нагрузок;
4. подбору обсадных труб с соответствующими прочностными характеристиками.

В конечном итоге, ОК в любом сечении по длине должна соответствовать действующим нагрузкам.

#### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (3.2.1)$$

где  $P_n$  – наружное давление;

$P_в$  – внутреннее давление.

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. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации).
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

### **Исходные данные:**

В качестве продавочной жидкости для расчетов рекомендуется применять техническую воду ( $\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$ ).

Плотность буферной жидкости  $\rho_{буф}$  рекомендуется принимать в диапазоне 1050–1100 кг/м<sup>3</sup>.

$$\rho_{буф} = 1050 \text{ кг/м}^3$$

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности  $\rho_{трн}$  рекомендуется принимать в диапазоне 1820–1930 кг/м<sup>3</sup>.

$$\rho_{трн} = 1900 \text{ кг/м}^3$$

Плотность облегченного тампонажного раствора  $\rho_{тр обл}$  рекомендуется принимать в диапазоне 1400–1600 кг/м<sup>3</sup>.

$$\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/м}^3$$

Глубина скважины по стволу (по вертикали) **H = 2880 м.**

Кровля пласта: **H<sub>кр</sub> = 2840 м**

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора  $h_1$  определяется с учетом величины перекрытия башмака предыдущей колонны (см. «Проектирование конструкции скважины»).

**$h_1 = 480 \text{ м}$**  (начало цементирования эксплуатационной колонны)

Высота тампонажного раствора нормальной плотности  $h_2$  рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины с газовым фактором до 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> и 150 м – для газовой, газоконденсатной либо для нефтяной с газовым фактором, равным более 200 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Скважина – нефтяная (газовый фактор = 80,8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, поэтому 50 метров выше кровли).

$$h_2 = 2880 - (2840 - 50) = 90 \text{ м.}$$

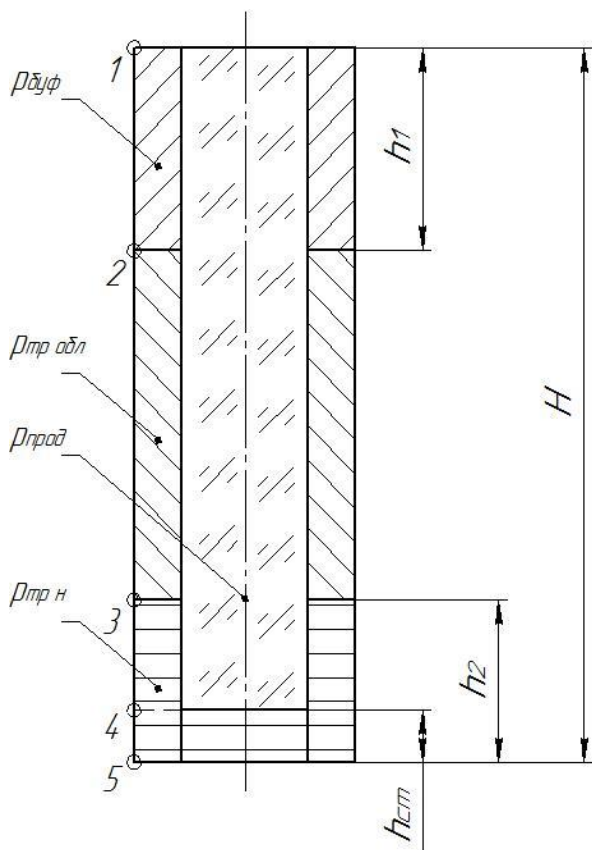
Высота цементного стакана  $h_{см}$  (расстояние между башмаком обсадной колонны и местом установки кольца «Стоп»), принимается равной 10–20 м.

$$h_{см} = 10 \text{ м}$$

***1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении***

На **рис. 1** представлена схема расположения жидкостей в конце

На **рис. 1** представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.



*Рис. 1. Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении:*

$\rho_{прод}$  – плотность продавочной жидкости;  
 $\rho_{буф}$  – плотность буферной жидкости;  $\rho_{тр\ обл}$  – плотность облегченного тампонажного раствора;  
 $\rho_{тр\ н}$  – плотность тампонажного раствора нормальной плотности;  
 $h_1$  – высота столба буферной жидкости;  
 $h_2$  – высота столба тампонажного раствора нормальной плотности;  $h_{см}$  – высота цементного стакана

**Расчет:**

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{в1} = 0;$$

$$P_{ни1} = 0.$$

Точка 2 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1 = 1050 \cdot 9,8 \cdot 480 = 4,94 \text{ МПа};$$

$$P_{в2} = \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1 = 1000 \cdot 9,8 \cdot 480 = 4,71 \text{ МПа};$$

$$P_{ни2} = (\rho_{буф} - \rho_{прод}) \cdot g \cdot h_1 = 4,94 - 4,71 = \mathbf{0,24 \text{ МПа}}.$$

Точка 3 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр\ обл} \cdot (H - h_1 - h_2)) = 9,8 \cdot (1050 \cdot 480 + 1400 \cdot (2880 - 480 - 90)) = 36,67 \text{ МПа};$$

$$P_{в3} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2) = 1000 \cdot 9,8 \cdot (2880 - 90) = 27,37 \text{ МПа};$$

$$P_{ни3} = P_{н3} - P_{в3} = 36,67 - 27,37 = \mathbf{9,30 \text{ МПа}}.$$

Точка 4 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр\ обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр\ н} \cdot (h_2 - h_{см})) = 9,8 \cdot (1050 \cdot 480 + 1400 \cdot (2880 - 480 - 90) + 1900 \cdot (90 - 10)) = 38,16 \text{ МПа};$$

$$P_{в4} = \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см}) = 1000 \cdot 9,8 \cdot (2880 - 10) = 28,15 \text{ МПа};$$

$$P_{ни4} = P_{н4} - P_{в4} = 38,16 - 31,48 = \mathbf{10,01 \text{ МПа}}.$$

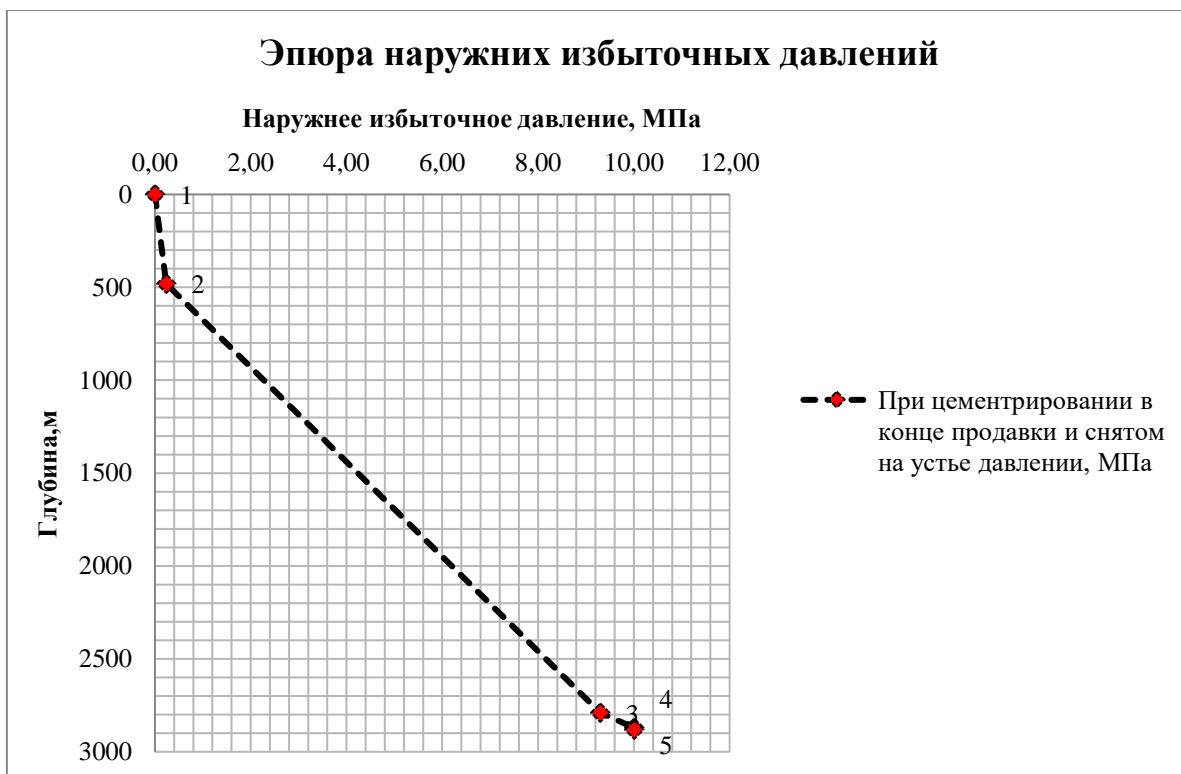
Точка 5 (забой скважины).

$$P_{н5} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр\ обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр\ н} \cdot h_2) = 9,8 \cdot (1050 \cdot 480 + 1400 \cdot (2880 - 480 - 90 - 90)) = 38,16 \text{ МПа};$$

$$90) + 1900 \cdot 90) = 38,35 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{в5}} = \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot (H - h_{\text{см}}) + \rho_{\text{трн}} \cdot g \cdot h_{\text{см}} = 1000 \cdot 9,8 \cdot (2880 - 10) + 1900 \cdot 9,8 \cdot 10 = 28,3;$$

$$P_{\text{ни5}} = P_{\text{н5}} - P_{\text{в5}} = 38,35 - 28,3 = 10,01 \text{ МПа}.$$



Далее рекомендуется провести анализ 2-го и 3-го случаев с целью выбора наиболее опасного.

Для этого рассчитывается давление столба нефти в конце эксплуатации  $P_{\text{кзн}} = \rho_n \cdot g \cdot (H_{\text{скв}} - h_d) = 689 \cdot 9,81 \cdot (2880 - (2 \cdot 2880 / 3)) \cdot 10^{-6} = 6,49 \text{ МПа}$  — для газовой скважины и давление столба жидкости при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости  $P_z$  (формула (3.2.6)).

$$P_z = \rho_z \cdot g \cdot (H - h), \quad (3.2.6)$$

где  $h$  — высота подъема жидкости при испытании, которая находится в соответствии с инструкцией по расчету обсадной колонны по табл. 1;

$g$  — ускорение свободного падения,  $9,81 \text{ м/с}^2$ ;

$\rho_z$  — плотность технической воды,  $\text{кг/м}^3$ ;

$H$  — глубина скважины, м.

$$P_z = \rho_z \cdot g \cdot (H - h) = 1000 \cdot 9,81 \cdot (2880 - 1000) \cdot 10^{-6} = 18,44 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{кз}} = 6,49 \text{ МПа} \text{ — Нефтяная скважина}$$

**Таблица 1 - Величина снижения уровня жидкости при испытании на герметичность**

Глубина скважины, м	до 500	500-1000	1000-1500	1500-2000	более 2000
Величина снижения уровня, м, не менее	400	500	650	800	1000

В случае выполнения условия  $P_z > P_{\text{кз}}$ , наиболее опасным является случай в конце эксплуатации, в случае невыполнения — при испытании на



герметичность.

$P_2 (18,44) > P_{кэ} (6,49)$  - наиболее опасным является случай в конце эксплуатации, поэтому проводим для него расчет.

## 2 случай: конец эксплуатации скважины

На рис. 2 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

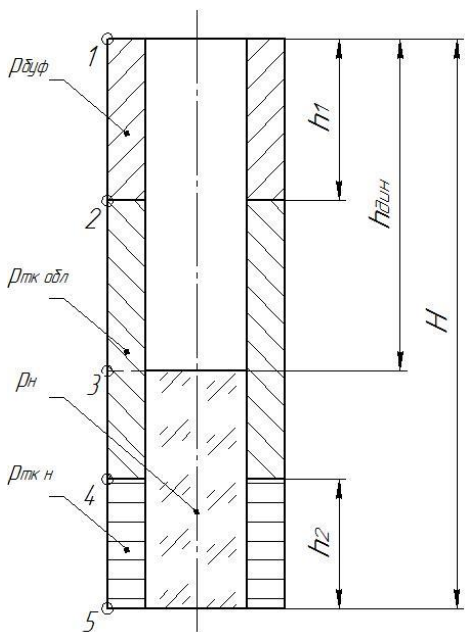


Рис. 2. Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины:

$\rho_{буф}$  – плотность буферной жидкости;  
 $\rho_{тк обл}$  – плотность облегченного тампонажного камня;  $\rho_{тк н}$  – плотность тампонажного камня нормальной плотности;  $h_1$  – высота столба буферной жидкости;  $h_2$  – динамический уровень скважины;  $h_2н$  – высота столба тампонажного камня нормальной плотности

**Расчет:**

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{в1} = 0;$$

$$P_{ни1} = 0.$$

Точка 2 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1 = 1050 \cdot 9,8 \cdot 480 = 4,94 \text{ МПа};$$

$$P_{в2} = 0;$$

$$P_{ни2} = (\rho_{буф} - \rho_{прод}) \cdot g \cdot h_1 = 4,94 \text{ МПа}.$$

Точка 3 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{н3} = P_{цк3} = P_{н2} + \rho_{тр} \cdot g \cdot h_{цк3} \cdot (1 - K) = 4,94 + 1400 \cdot 9,8 \cdot (1920 - 480) \cdot (1 - 0,25) = 18,78 \text{ МПа};$$

$$P_{в3} = 0;$$

$$P_{ни3} = (\rho_{буф} - \rho_{прод}) \cdot g \cdot h_1 = 19,78 \text{ МПа}.$$

Точка 4 (граница изменения тампонажного раствора за колонной).

$$P_{н4} = P_{цк4} = P_{н3} + \rho_{тр} \cdot g \cdot h_{цк4} \cdot (1 - K) = 24,72 + 1400 \cdot 9,81 \cdot (2790 - 1920) \cdot (1 - 0,25) = 28,74 \text{ МПа};$$

$$P_{в4} = \rho_n \cdot g \cdot h_{н4} = 698 \cdot 9,81 \cdot (2790 - 1920) = 5,88 \text{ МПа};$$

$$P_{ни4} = P_{н4} - P_{в4} = 28,74 - 5,88 = 22,86 \text{ МПа}.$$

Точка 5 (забой скважины).

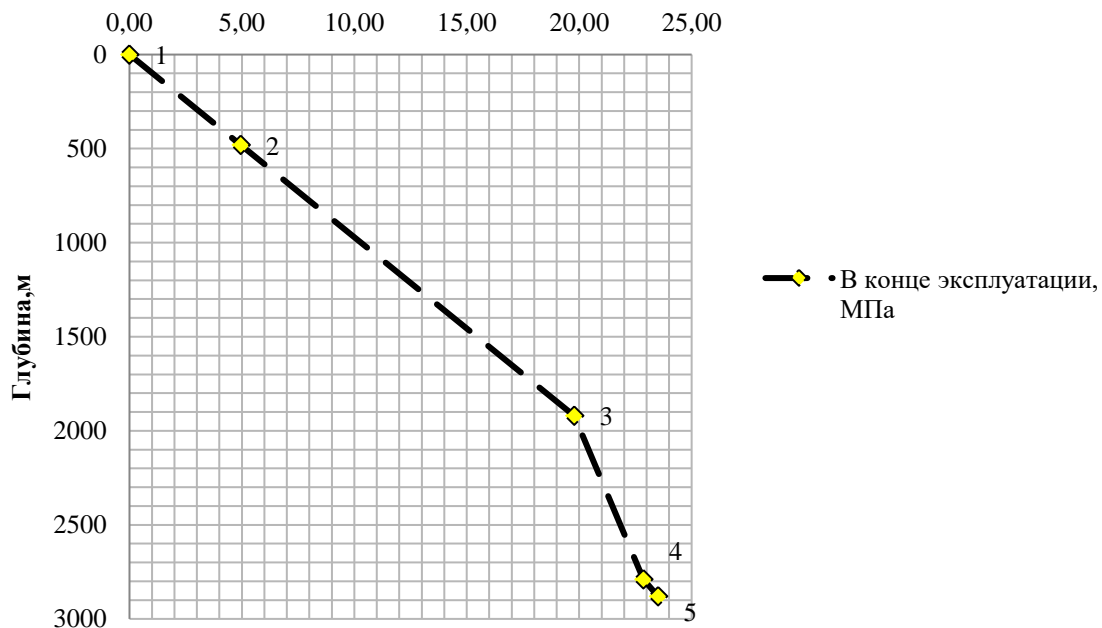
$$P_{н5} = P_{н4} + \rho_{тр} \cdot g \cdot h_{цк5} \cdot (1 - K) = 26,272 + 1900 \cdot 9,81 \cdot 670 \cdot 0,75 \cdot 10^{-6} = 35,63 \text{ МПа};$$

$$P_{в5} = 0,5 \text{ МПа};$$

$$P_{ни5} = P_{н5} - P_{в5} = 35,63 - 0,5 = 35,13 \text{ МПа}.$$

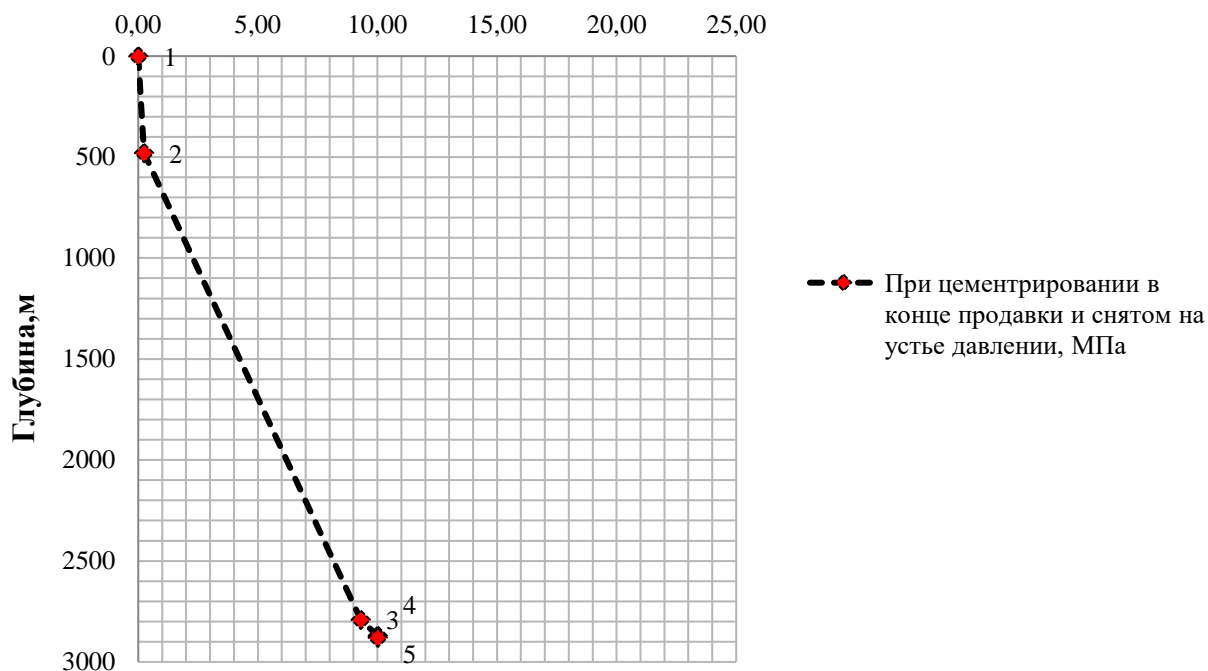
### Эпюра наружных избыточных давлений

Наружнее избыточное давление, МПа



### Эпюра наружных избыточных давлений

Наружнее избыточное давление, МПа



### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (3.2.7)$$

где  $P_{в}$  – внутреннее давление;

$P_{н}$  – наружное давление.

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

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

#### 1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рис. 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

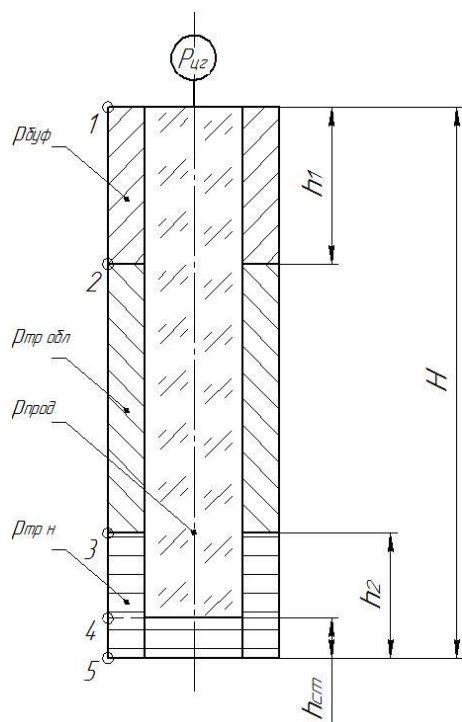


Рис. 3. Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения:

$P_{цз}$  – давление на цементировочной головке;  $\rho_{прод}$  – плотность продавочной жидкости;  $\rho_{буф}$  – плотность буферной жидкости;

$\rho_{тр обл}$  – плотность облегченного тампонажного раствора;

$\rho_{тр н}$  – плотность тампонажного раствора нормальной плотности;

$h_1$  – высота столба буферной жидкости;  $h_2$  – высота столба тампонажного раствора нормальной плотности;  $h_{см}$  – высота цементного стакана

Известно, что при цементировании

максимальные давления в цементирующей головке  $P_{цг}$  возникают в конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп-кольцо. Величина этого давления определяется по формуле:

$$P_{цг} = \Delta P_{zc} + P_{z0} + P_{cm}, \quad (3.2.8)$$

где  $\Delta P_{zc}$  – разность гидростатических давлений, возникающих из-за разности плотностей составного столба жидкости в затрубном пространстве и внутри колонны (равно значению наружных избыточных давлений в конце цементирования при снятом устьевом давлении в 5 точке);

$$\Delta P_{zc} = 10,01 \text{ МПа}$$

$P_{z0}$  – гидродинамическое давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений жидкости при движении её внутри колонны и в затрубном пространстве;

Гидродинамическое давление (МПа) ориентировочно может быть найдено по формуле:

$$P_{z0} = 0,002 \cdot L + \Omega, \quad (3.2.9)$$

где  $L$  – длина скважины по стволу, м;

$\Omega$  – величина, равная 1,6 при длине ствол менее 1500 м и 0,8 – более 1500 м.

$$P_{z0} = 0,002 \cdot 3220 + 0,8 = 6,56 \text{ МПа}$$

$P_{cm}$  – дополнительное давление, возникающее при получении сигнала «Стоп», равное  $2,5 \div 3$  МПа.

$$P_{cm} = 3 \text{ МПа}$$

$$P_{цг} = 10,01 + 6,56 + 3 = 19,57 \text{ МПа}$$

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{в1} = P_{цг} = 19,57 \text{ МПа};$$

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{ви1} = P_{цг} = 19,57 \text{ МПа}.$$

Точка 2 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{в2} = P_{цг} + \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1 = 19,57 + 1000 \cdot 9,8 \cdot 480 \cdot 10^{-6} = 24,28 \text{ МПа};$$

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1 = 1050 \cdot 9,8 \cdot 480 = 4,94 \text{ МПа};$$

$$P_{ви2} = P_{цг} + (\rho_{прод} - \rho_{буф}) \cdot g \cdot h_1 = 24,28 - 4,94 = 19,33 \text{ МПа}.$$

Точка 3 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{в3} = P_{цг} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2) = 19,57 + 1000 \cdot 9,8 \cdot (2880 - 90) \cdot 10^{-6} = 46,94 \text{ МПа};$$

$$P_{н3} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2)) = 9,8 \cdot (1050 \cdot 480 + 1400 \cdot (2880 - 480 - 90)) = 36,67 \text{ МПа};$$

$$P_{ви3} = P_{в3} - P_{н3} = 46,94 - 36,67 = 10,27 \text{ МПа}.$$

Точка 4 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{в4} = P_{цг} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{cm}) = 19,57 + 1000 \cdot 9,8 \cdot (2880 - 10) \cdot 10^{-6} = 47,72 \text{ МПа};$$

$$P_{н4} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{тр обл} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{тр н} \cdot (h_2 - h_{cm})) = 9,8 \cdot (1050 \cdot 480 + 1400 \cdot (2880 - 480 - 90) + 1900 \cdot (90 - 10)) = 38,16 \text{ МПа};$$

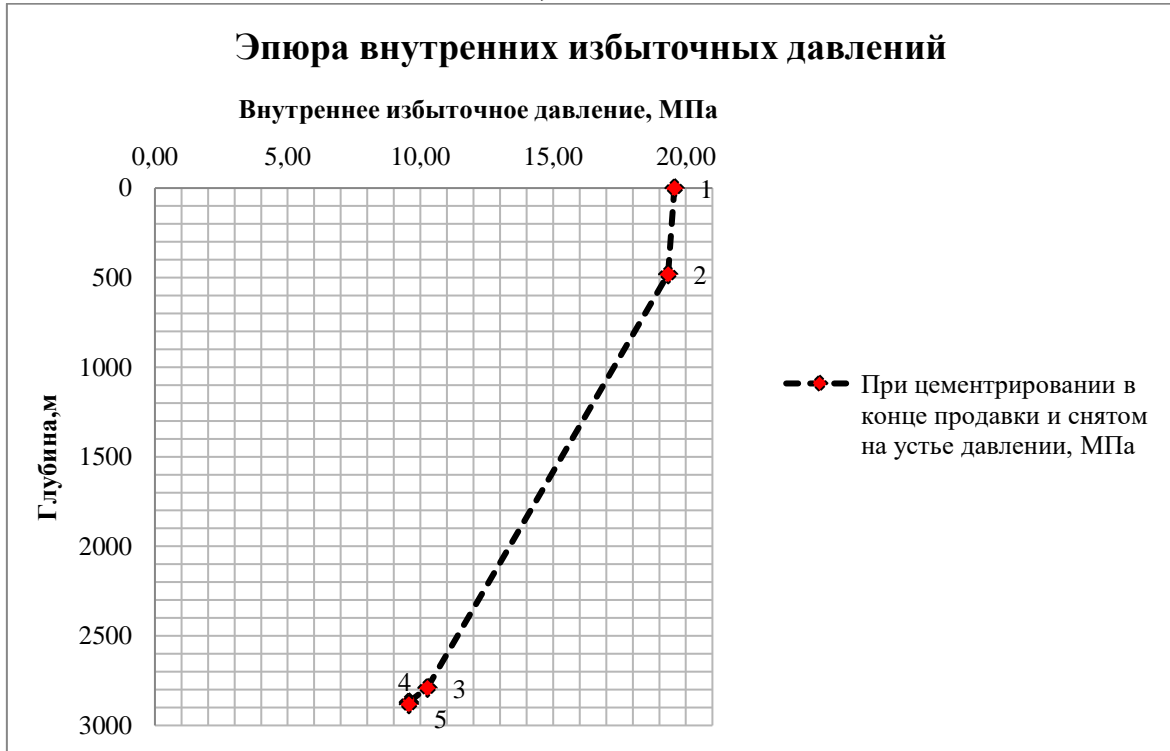
$$P_{вн4} = P_{в4} - P_{н4} = 47,72 - 38,16 = 9,56 \text{ МПа.}$$

Точка 5 (забой скважины).

$$P_{в5} = P_{цг} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_{см}) + \rho_{трн} \cdot G \cdot h_{см} = 19,57 + 1000 \cdot 9,8 \cdot (2880 - 10) \cdot 10^{-6} + 1900 \cdot 9,8 \cdot 10 \cdot 10^{-6} = 47,91 \text{ МПа};$$

$$P_{н5} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{трн} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{трн} \cdot h_2) = 9,8 \cdot (1050 \cdot 480 + 1400 \cdot (2880 - 480 - 90) + 1900 \cdot 90) = 38,35 \text{ МПа};$$

$$P_{вн5} = P_{в5} - P_{н5} = 47,91 - 38,35 = 9,56 \text{ МПа.}$$



### 2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рис. 4 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» величина давления опрессовки должна составлять:

$$P_{оп} = 1,1 \cdot P_{му}, \quad (3.2.10)$$

где  $P_{му}$  – максимальное ожидаемое давление на устье (см. «Проектирование обвязки обсадных колонн»).

В любом случае давление опрессовки  $P_{оп}$  не должно быть ниже минимального  $P_{опмин}$ :

$$P_{оп} \geq P_{опмин}. \quad (3.2.11)$$

В соответствии с инструкцией по расчёту обсадных колонн минимальное давление опрессовки находится по табл. 2.

Если условие (3.2.11) не выполняется, то за давление опрессовки берется его минимальное значение.

**Таблица 2 - Минимальные давления опрессовки для обсадных**

### колонн различного диаметра

Диаметр обсадных колонн, мм	114–127	140–146	168–174	178–194	219– 251	273– 351	397– 508
$P_{опмин}$ , атм (МПа)	150 (15)	125 (12,5)	115 (11,5)	95 (9,5)	90 (9)	75 (7,5)	65 (6,5)

$$P_{му} = 13,02 \text{ МПа.}$$

$$P_{он} = 1,1 \cdot 13,02 = 14,32 \text{ МПа}$$

$$P_{опмин} = 9,5 \text{ МПа (по табл.)}$$

### Расчет:

Точка 1 (устье скважины).

$$P_{в1} = P_{он} = 14,32 \text{ МПа;}$$

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{ви1} = P_{он} = 14,32 \text{ МПа.}$$

Точка 2 (граница изменения жидкости за колонной).

$$P_{в2} = P_{он} + \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1 = 14,32 + 1000 \cdot 9,8 \cdot 480 \cdot 10^{-6} = 19,03 \text{ МПа ;}$$

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1 = 1050 \cdot 9,8 \cdot 480 = 4,94 \text{ МПа;}$$

$$P_{ви2} = P_{он} + (\rho_{прод} - \rho_{буф}) \cdot g \cdot h_1 = 19,03 - 4,94 = 14,09 \text{ МПа.}$$

Точка 3 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{в3} = P_{он} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2) = 14,32 + 1000 \cdot 9,8 \cdot (2880 - 90) \cdot 10^{-6} = 41,69 \text{ МПа;}$$

$$P_{н3} = P_{н2} + \rho_{тр} \cdot g \cdot h_{цк} \cdot (1 - K) = 4,94 + 1400 \cdot 9,81 \cdot 90 \cdot (1 - 0,25) = 28,74 \text{ МПа;}$$

$$P_{ви3} = P_{в3} - P_{н3} = 41,69 - 28,74 = 12,95 \text{ МПа.}$$

Точка 4 (граница изменения жидкости в колонне).

$$P_{в4} = P_{он} + \rho_{прод} \cdot g \cdot H = 14,32 + 1000 \cdot 9,8 \cdot 2880 \cdot 10^{-6} = 42,57 \text{ МПа;}$$

$$P_{н4} = P_{н3} + \rho_{тр} \cdot g \cdot h_{цк} \cdot (1 - K) = 28,74 + 1900 \cdot 9,81 \cdot 90 \cdot 0,75 \cdot 10^{-6} = 30,00 \text{ МПа;}$$

$$P_{ви4} = P_{в4} - P_{н4} = 42,57 - 30,00 = 12,58 \text{ МПа.}$$

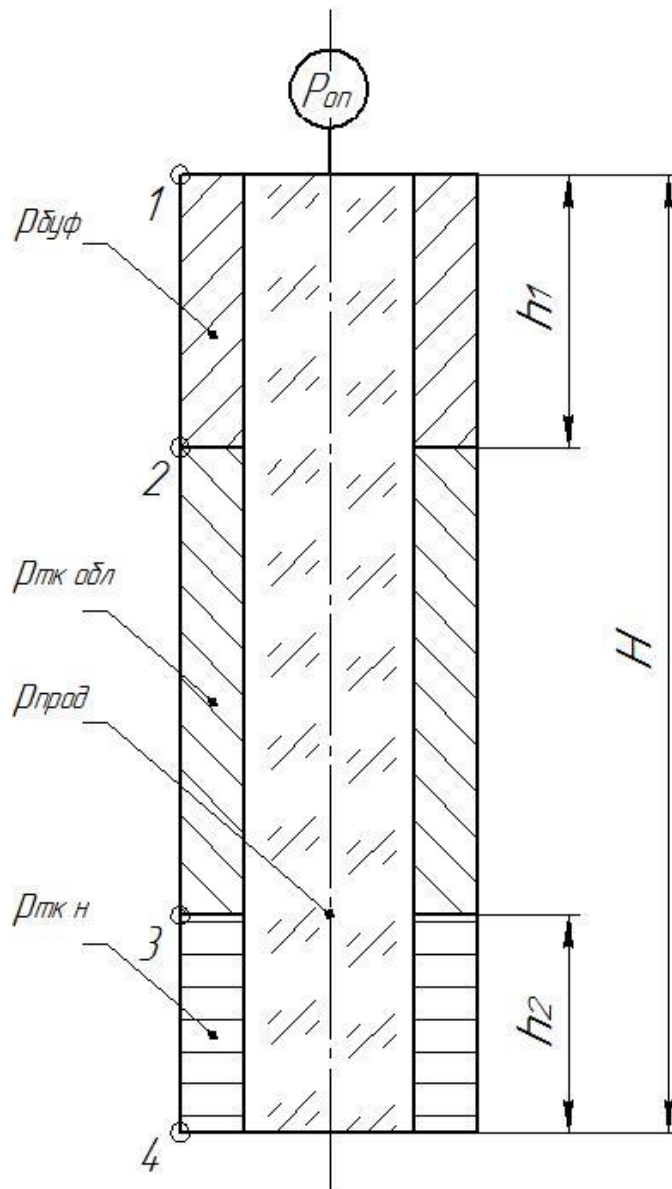
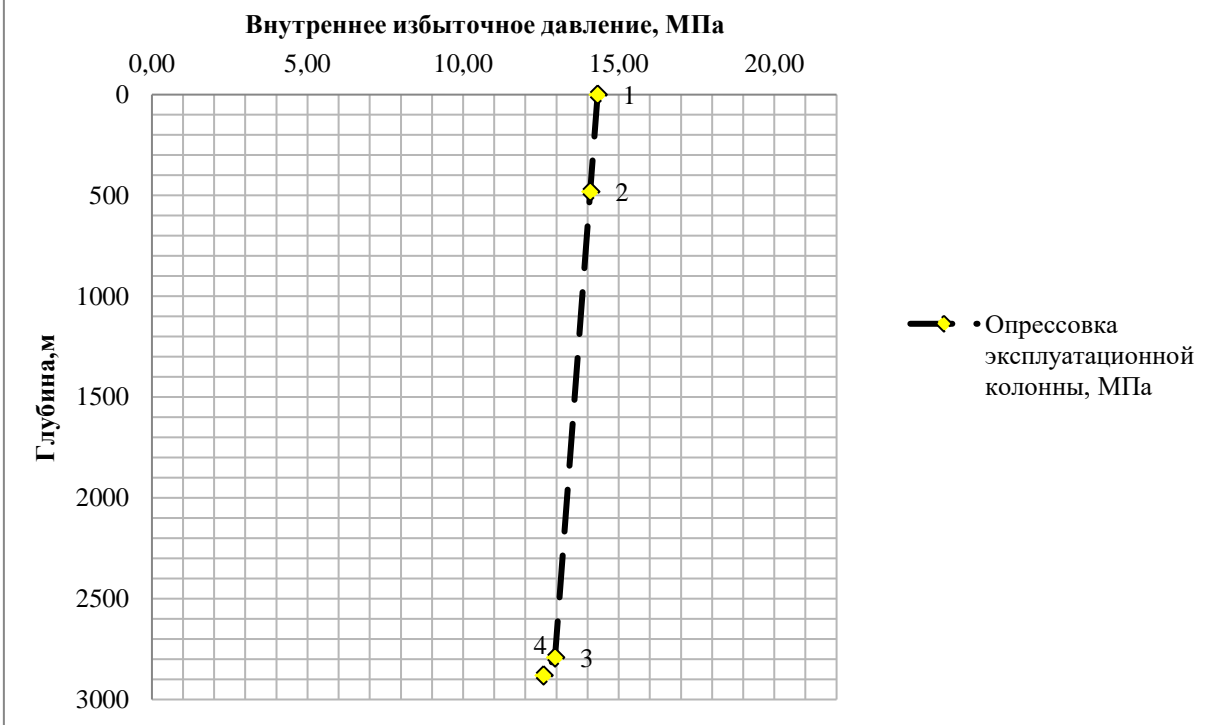
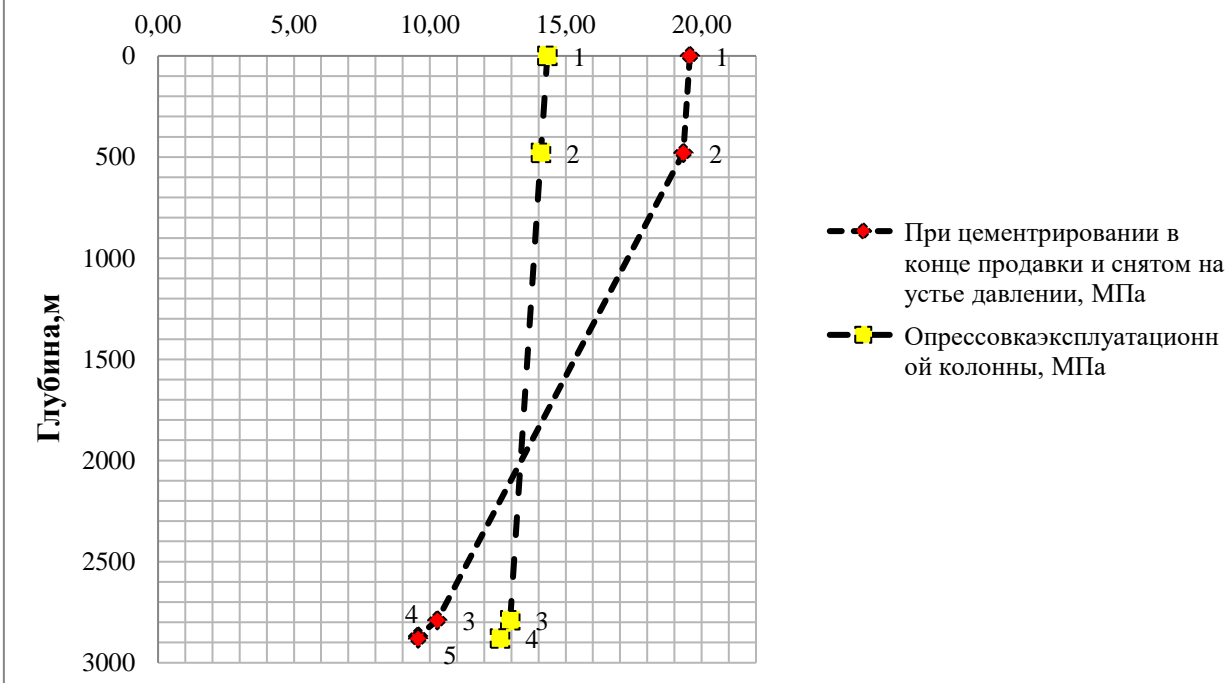


Рис. 4 Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны:  
 $P_{оп}$  – давление опрессовки;  $\rho_{прод}$  – плотность продавочной жидкости;  
 $\rho_{буф}$  – плотность буферной жидкости;  $\rho_{тк обл}$  – плотность облегченного  
тампонажного камня;  $\rho_{тк н}$  – плотность тампонажного камня нормальной  
плотности;  $h_1$  – высота столба буферной жидкости;  
 $h_2$  – высота столба тампонажного камня нормальной плотности

### Эпюра внутренних избыточных давлений



### Эпюра внутренних избыточных давлений





### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Таблица 3 – Характеристика секций обсадных колонн (эксплуатационная)

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секции	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
I	«Д»	10,4	90	43,64	3927,6	101288,7	2880-2790
II		9,2	740	39,06	28904,4	97361,1	2790-2050
III		8,1	650	34,57	22470,5	68456,7	2050-1400
IV		6,9	770	29,98	23084,6	45986,2	1400-630
V		8,1	380	34,57	13136,6	22901,6	630-250
VI		9,2	250	250	39,06	9765,0	9765,0

### 2.4.2 Расчет процессов цементирования

#### 2.4.2.1 Обоснование способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{нг}, \quad (1.1)$$

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гп}, \quad (1.2)$$

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

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

$P_{нг} = 0,9 \cdot P_{гп} = 47,358 \text{ МПа}$  – давление начала поглощения, МПа (в случае отсутствия данных принимается равным 0,9 от давления гидроразрыва, причем условие проверяется по формуле (1.1));

$P_{гп} = 52,62 \text{ МПа}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве  $P_{гд\ кп}$  определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{эк\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{эк\ д} \cdot \sqrt{K_{срвзв}} - D_{эк\ н})}, \quad (1.3)$$

$$P_{гд\ кп} = \frac{0,035 \cdot 1133 \cdot 0,52^2 \cdot 630}{2 \cdot (0,2267 - 0,1778)} + \frac{0,035 \cdot 1420 \cdot 0,4^2 \cdot (2880 - 630)}{2 \cdot (0,2207 \cdot \sqrt{1,18} - 0,1778)} = 0,1145 \text{ МПа}$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления при течении жидкости в затрубном пространстве, равный 0,035;

$\rho_{срвзв\ зс}$  и  $\rho_{срвзв\ ос}$  – средневзвешенные плотности растворов в конце продавки тампонажного раствора за колонной открытого и закрытого стволов соответственно, кг/м<sup>3</sup>;

$$\rho_{срвзв\ зс} = 1133 \text{ кг/м}^3, \quad \rho_{срвзв\ ос} = 1420 \text{ кг/м}^3$$

$V_{ос}$  – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в открытом стволе, равная 0,4 м/с;

$V_{зс}$  – скорость восходящего потока в конце продавки за колонной в закрытом стволе (м/с), определяемая из условия равенства расходов бурового раствора при его течении в обсаженной и необсаженной частях затрубного пространства;

$$V_{з.с.} = \frac{V_{о.с.} \cdot S_{о.с.}}{S_{з.с.}} = \frac{0,4 \cdot 0,0264}{0,0155} = 0,68 \text{ м/с}$$

$$S_{з.с.} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{т. \text{ внут.}}^2 - D_{эк. \text{ нар.}}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,2267^2 - 0,1778^2) = 0,0155 \text{ м}^2$$

$$S_{о.с.} = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{д. \text{ эк.}}^2 \cdot k - D_{эк. \text{ нар.}}^2) = \frac{3,14}{4} \cdot (0,2207^2 \cdot 1,18 - 0,1778^2) = 0,0203 \text{ м}^2$$

$L = 2880 \text{ м}$  – длина ствола скважины;

$L_k = 2193 \text{ м}$  – длина ствола кондуктора;

$D_{эк \partial} = 0,2207 \text{ м}$  – диаметр долота при бурении под эксплуатационную колонну;

$D_{эк н} = 0,1778 \text{ м}$  – наружный диаметр обсадной колонны;

$k_{срвзв} = 1,18 \text{ м}$  – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины;

$D_{т \text{ вн}} = 0,2267 \text{ м}$  – внутренний диаметр технической колонны.

В случае подъема буферной жидкости на устье скважины гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве  $P_{гс \text{ кп}}$  определяется по формуле:

$$P_{гс \text{ кп}} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл \text{ тр}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н \text{ тр}} \cdot h_2), \quad (1.4)$$

$$P_{гс \text{ кп}} = 9,81 \cdot (1050 \cdot 480 + 1400 \cdot (2880 - 480 - 90) + 1900 \cdot 90) = 38,3 \text{ МПа},$$

где  $\rho_{буф}$ ,  $\rho_{тр н}$ ,  $\rho_{тр обл}$ ,  $h_1$ ,  $h_2$  – величины, значения которых были найдены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений».

$$\rho_{буф} = 1050 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{тр н} = 1900 \text{ кг/м}^3,$$

$$\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/м}^3,$$

$$h_1 = 480 \text{ м},$$

$$h_2 = 90 \text{ м}$$

При выполнении условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование, при невыполнении – прямое двухступенчатое.

**Проверка условий:**

$$0,1145 + 38,308 \leq 0,95 \cdot 47,36$$

$$38,42 \leq 44,99$$

$$0,1145 + 38,308 \leq 0,95 \cdot 52,62$$

$$38,42 \leq 49,99$$

Выполняются оба условия, поэтому принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

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

**Объем буферной жидкости** для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного

пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж} = S_{к.п.о.с} \cdot V_{в.п} \cdot t, \quad (2.1)$$

$$V_{б.ж} = 0,0203 \cdot 2 \cdot 480 = 19,5 \text{ м}^3$$

где  $S_{к.п.о.с} = 0,0203 \text{ м}^2$  – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

$V_{кп} = 2 \text{ м/с}$  – скорость восходящего потока (1,8–2 м/с);

$t = 480 \text{ с}$  – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным  $480 \div 600 \text{ с}$  при турбулентном течении).

**Объём тампонажного раствора**  $V_{тр}$  (в  $\text{м}^3$ ) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - L_к) + (D_{к вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_к - L_1) + d_{эк вн 1}^2 \cdot l_{см}] / 4, \quad (2.2)$$

$$V_{т.р.} = 3,14 \cdot [(0,2207^2 \cdot 1,18 - 0,1778^2) \cdot (2880 - 630) + (0,2267^2 - 0,1778^2) \cdot (630 - 480) + 0,157^2 \cdot 10] / 4 = 48,22 \text{ м}^3$$

где  $L_1 = 480 \text{ м}$  – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{эк вн 1} = 0,157 \text{ м}$  – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м (см. практическую работу «Конструирование обсадной колонны по длине»);

$l_{см} = 10 \text{ м}$  – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

В данном разделе необходимо рассчитать как общий объем тампонажного раствора, так и объемы раствора нормальной плотности и облегченного.

$$V_{тр обл} = \pi \cdot [(D_{к вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_к - L_1)] / 4$$

$$V_{тр норм} = \pi \cdot [(D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - L_к) + d_{эк вн 1}^2 \cdot l_{см}] / 4$$

$$V_{т.р.}^н = 3,14 \cdot [(0,2207^2 \cdot 1,18 - 0,1778^2) \cdot (2880 - 2790) + 0,157 \cdot 10] / 4 = 2,022 \text{ м}^3$$

$$V_{т.р.}^{обл} = V_{т.р.} - V_{т.р.}^н = 48,23 - 2,02 = 46,21 \text{ м}^3$$

**Расчёт необходимого количества продавочной жидкости**  $V_{прод}$  ( $\text{м}^3$ ) выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эк вн}^2 \cdot L - d_{эк вн 1}^2 \cdot h_{см}] / 4, \quad (2.3)$$

где  $k_{прод} = 1,03$  – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (в среднем составляет  $1,03 \div 1,05$ );

$d_{эк вн} = 0,161 \text{ м}$  – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной

колонны, м (определяется с учетом толщин стенок ранее рассчитанных секций обсадных колонн).

В табл. 1 представляется сводная информация об объемах жидкостей заканчивания.

$$V_{\text{прод}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot (0,161^2 \cdot 2880 - 0,157 \cdot 10) / 4 = 60,44 \text{ м}^3$$

Таблица 4 - Рассчитанные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м <sup>3</sup>
Буферная жидкость	19,50
Облегченный тампонажный раствор	46,21
Цементный раствор нормальной плотности	2,02
Продавочная жидкость	60,45

### 2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

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

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

- Для цемента нормальной плотности

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) = (1,03 \cdot 1900 \cdot 2,02 \cdot 10^{-3}) / (1 + 0,5) = 2,64 \text{ т}$$

- Для облегченного

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) = (1,03 \cdot 1400 \cdot 46,21 \cdot 10^{-3}) / (1 + 1) = 33,31 \text{ т}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м<sup>3</sup>) определяется по формуле:  $V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} / m \cdot \rho_{\text{м}}$

- Для цемента нормальной плотности

$$V_{\text{в}} = 1,1 \cdot 2,63 \cdot 0,5 = 1,45 \text{ м}^3$$

- Для облегченного

$$V_{\text{в}} = 1,1 \cdot 33,31 \cdot 1 = 36,65 \text{ м}^3$$

Таблица 5 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления жидкости, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
Тампонажный раствор нормальной плотности	2,02	1900	1,45	ПЦТ - П - 100	2,64 т / 14 меш. по 0,2т
				НТФ	0,83 кг / 1 меш.

Облегченный тампонажный раствор	46,2	1400	36,65	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	36,65 т / 184 меш. по 0,2т
				НТФ	18,94 кг / 1 меш.
Буферная жидкость	19,5	1050	19,5	«МБП-СМ»	273 кг / 6 меш.
				«МБП-МВ»	58,5 кг / 2 меш.
Продавочная жидкость	60,44	1000	60,44	-	-

#### 2.4.2.4 Гидравлический расчет цементировании скважины

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8,$$

где  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементировании, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 24,46$$

*Ближайшее большее давление – 32 МПа при диаметре втулок 100 мм.*

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

$$m = G_{сyx} / G_b$$

- Для цемента нормальной плотности:

$$m = 2,64 / 15 = 1,76 = 1 \text{ цементосмесительные машины}$$

- Для облегченного:

$$m = 33,31 / 15 = 2,22 = 3 \text{ цементосмесительная машина}$$

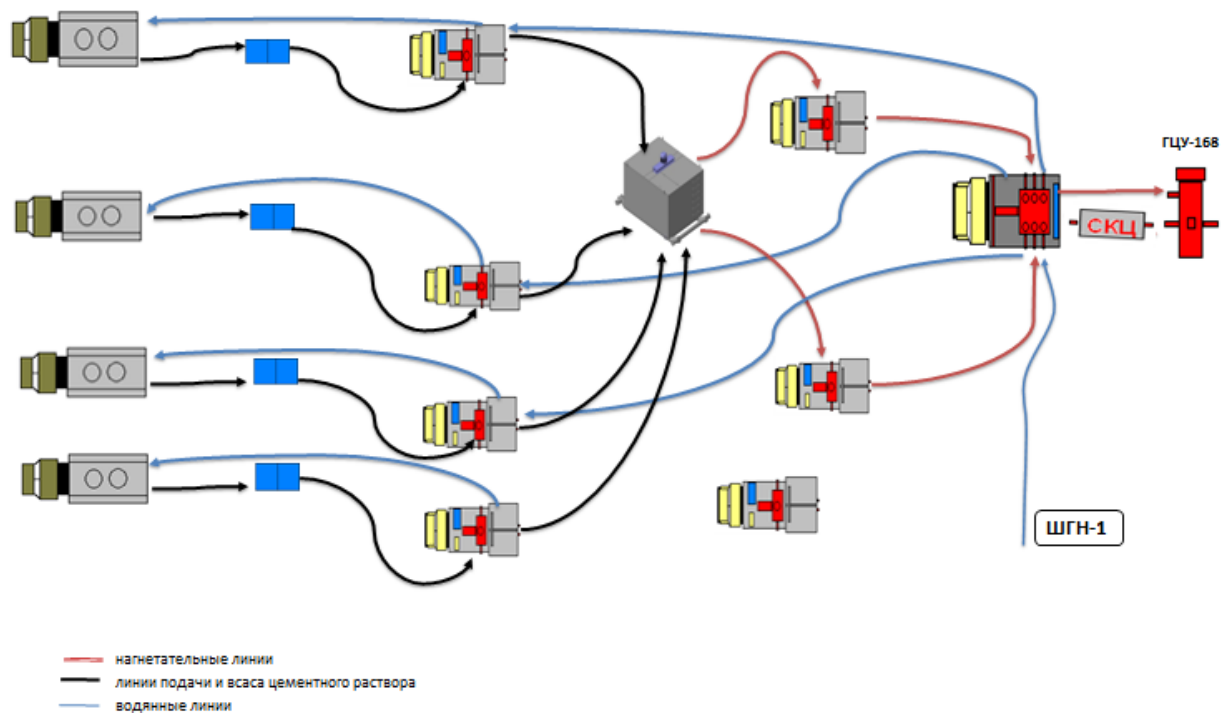


Рисунок 5. Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная ёмкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСПЦ 01; 8 – блок манифольдов СИН-43; 9 – устье скважины

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадной колонны

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационная колонна оборудуется специальной технологической оснасткой. В таблице 18 представлена выбранная для данной скважины технологическая оснастка обсадной колонны.

Таблица 18 – Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Цементировочная головка	ГУЦ-168 ОТТМ	1
Разделительные пробки	ПРП-Ц-В-168	2
Обратный клапан	ЦКОД-168 ОТТМ	1
Башмак колонный	БКМ-168 ОТТМ	1
Центраторы	ЦЦ-2-168/216	90

### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Испытание скважины будет осуществляться в интервале продуктивного пласта 2800-2845 м в пилотном стволе с применением пластоиспытательного оборудования МИГ-146. Многоциклового гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов

испытаний пласта. Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и регистрацию восстановления давления. Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины изображена на рисунке 10.

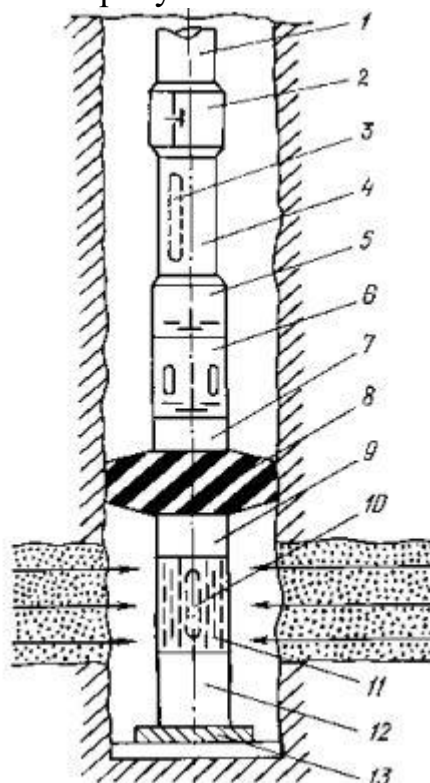


Рисунок 10 – Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины: 1,4 – Буровые трубы, 2 – Циркуляционный клапан КЦМЗ-146; 3 – Верхний манометр, 5 – Запорно-поворотный клапан КЗ2-146; 6 – Многоцикловый испытатель пластов ИПМ2-146, 7 – Яс ЯГЗЗ-146, 8 – Пакер ПЦР2-146, 9, 12 – УБТ, 10 – Нижний манометр, 11 – Фильтр, 13 – Упорный башмак.

Освоение скважины планируется провести с помощью струйных насосов в колонне НКТ 73 ГОСТ 633-88. Метод является экономически и экологически эффективным: оборудование имеет высокую мобильность и легко монтируется, позволяет провести плавный запуск скважины, при этом снижая вероятность проникновения промывочных жидкостей в продуктивные пласты.

## 2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых буровых и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 2500/160 ЭУ.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбранная буровая установка</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	63	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,75
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	101,3	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,58
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	131,69	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,21
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	160		
<b>Расчет фундамента буровой установки</b>			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ( $Q_{вלב}$ )	220	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ( $k_{по} > 1,25$ )	5,89
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )	63		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	101,3		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> ( $F_{бо}$ )	32		
<b>Расчет режимов СПО</b>			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
1	8	47.1	
2	48	282.7	
3	34	200.25	
4	24	141.35	



### 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

#### Исследование влияния концентрации соли в растворе для обработки эластомера винтового забойного двигателя на эффективность упрочнения

##### 3.1 Актуальность исследования

Для добычи нефти и/или газа либо для проведения капитального ремонта скважин используют винтовой забойный двигатель (ВЗД).

Двигательная секция ВЗД - основной силовой компонент двигателя и поэтому определяет его основные технические характеристики, такие как мощность, крутящий момент, КПД и частота вращения ротора. Состоит из роторного механизма в виде корпуса (статора), внутри которого закреплена эластомерная вставка с винтовой поверхностью, за которую зацепляется ротор и затем под давлением подаваемой жидкости начинает вращаться.

Эластичная оболочка позволяет разделить две полости камер с высоким градиентом давления. Она изготавливается из износостойкой резины, которая пластична, но в то же время способна выдерживать значительные силы трения при попадании абразивных частиц на её поверхность.

Износ резиновой обкладки статора происходит под действием двух видов изнашивания: усталостного и абразивного (гидроабразивного).

На сегодняшний день, в качестве материала эластомера наиболее распространена резина ИРП-1226. Поэтому научной группой был произведен аналитический обзор существующих каучуков и других материалов, как возможного сырья для изготовления эластомеров ВЗД. Анализ их свойств проводился согласно основным условиям работы винтовых забойных двигателей: предел прочности (учитывая контактное давление пары «ротор-статор» 4-6 МПа), сопротивление раздиру, как ответная реакция на касательные напряжения, общая износостойкость и устойчивость в среде NaCl, KCl, BaCl, CaCl.

### 3.2 проведение эксперимента

Разрушающее воздействие на образцы создавалось с помощью специального инструмента с режущим профилем размером 2x25 мм (рисунок 1). Выбор данного инструмента сделан с целью ускорения проведения эксперимента до полного разрушения образца. Также был выбран инструмент с истирающим профилем круглого сечения диаметром 35 мм для имитации фрикционного износа (рисунок 2), который под действием достаточной осевой нагрузки приводил к деформации образца.



Рисунок 1



Рисунок 2

В качестве привода экспериментального стенда был использован вертикальный сверлильный станок (рисунок 3). Частота вращения была постоянной для всех экспериментов и равна 180 об/минуту. Нагрузка на инструмент создавалась с помощью навески грузов на штурвал станка.



Рисунок 3

### 3.3 Эксперимент на износ резанием

Подготовленные и выдержанные в соляном растворе при различных температурах образцы и часть необработанных подвергались резанию с целью наглядного сравнения образцов, по изменению рядов данных которой можно заключить, что износостойкость образцов для значений соли  $\text{CaCl}_2$   $\text{BaCl}_2$  не изменилась, независимо от длительности выдержки. Структура таких образцов близка к структуре необработанных (реперных) образцов. При этом для образцов, обработанных при соли  $\text{NaCl}$  и  $\text{KCl}$  характерно увеличение износостойкости, включая значения при минимальном сроке выдержки. Выдерживая эти образцы 15 и 20 дней, достигается их максимальная износостойкость, что показывают минимальные значения рядов данных для них.

Таблица 1 – Результаты проведения исследований (резание)

Образцы реперного эксперимента (выдержки не подвергались)					
Соль	Осевая нагрузка P, Н	Время разрушения t, мин	Глубина резания $h_{\text{рез}}$ , мм	Сред. знач. глубины резания h, мм	Скорость резания $V_{\text{рез}}$ , (мм/с)/Н·10 <sup>-4</sup>
NaCl	20	2	7,7	7,8	32,5
			7,8		
			7,9		

### 3.4 Эксперимента на износ трением

Вторым этапом исследований было изучение зависимости силы трения и обработанных образцов. Данные образцы подвергались фрикционному воздействию с целью наглядного сравнения образцов до (таблица 3) и после обработки (таблица 4 приложения Б).

Согласно полученным данным, , что для образцов, обработанных при растворе  $\text{BaCl}_2$  и  $\text{CaCl}_2$ , наименьшая скорость вдавливания проявляется при

обработке 15 дней. Для образцов, обработанных при  $\text{BaCl}$  и  $\text{CaCl}$  характерна слабо изменяющаяся зависимость. По линейному тренду такой зависимости можно предположить, что существенного изменения износостойкости образцов с ростом длительности выдержки не происходит. Наиболее выраженный эффект наблюдается при длительности обработки в 20 дней.

Таблица 3 – Результаты проведения исследований (трение)

Образцы реперного эксперимента (выдержки не подвергались)					
Соль	Осевая нагрузка $P$ , Н	Время разрушения $t$ , мин	Глубина резания $h_{\text{рез}}$ , мм	Сред. знач. глубины резания $h$ , мм	Скорость вдавливания, $(\text{мм/Н}) \cdot 10^{-3}$
NaCl	40	5	3,28	2,47	61,75
			2,60		
			1,53		

### 3.5 Вывод эксперимента

В ходе исследования рассмотрено влияние различных Соли и времени Температуры на устойчивость эластомера к механическому разрушению. Результаты эксперимента показали, что обработка образцов резины ИРП-1226 в растворе  $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$  привела к их значительному упрочнению. Был подтвержден, обнаруженный ранее на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин НИТПУ г. Томска, эффект влияния соли на такие свойства как: пластичность, упругость, эластичность и прочность. При различных концентрации соли наблюдается вымывание пластификатора из эластомера с последующим снижением эластичности и упругости. В то же время по полученным графикам видно, что повышается износостойкость к действию осевых нагрузок. Упрочнение происходит за счет заполнения порового пространства эластомера раствором соли при временной и температурной выдержке. Были выявлены оптимальные температуры и количество дней обработки при износе образцов на резание и трение. Была создана

рекомендательная методика оптимальных параметров упрочнения эластомеров.  
В которой указывается зависимость количества дней и температуры обработки.



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4В	Юй Чжаолинъ

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление</b>	«Нефтегазовое дело»

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

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

<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
<i>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

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

<i>1. Организационная структура управления организацией</i>
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	18.02.2018г.
---	--------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4В	Юй Чжаолинъ		

## 4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ



Рисунок 14 – Организационная структура предприятия

### 4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО «Восткокгазпром»

ОАО «Восткокгазпром» осуществляет деятельность по добыче нефти и газа в Томской области. С момента создания предприятия добыто более 850 млн тонн углеводородов в нефтяном эквиваленте.

### 4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

Нормативная карта представлена в приложение К.1.

#### 4.2.1 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 по месторождению представлены в таблице 27.

Таблица 27 - 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	50	50	0,025	550
2	50	630	630	0,035	1550
3	630	2880	2250	0,075	1750

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

$$N = T \cdot H, \quad (13)$$

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

$H$  - количество метров в интервале, м

Для направления:

$$N = 50 \cdot 0,025 = 1,25 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,025	1,25
630	0,035	22,05
2250	0,075	168,75
<b>Итого</b>		<b>192,05</b>

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

$$n = H / П, \quad (14)$$

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

Для направления:

$$n = 50 / 550 = 1,26$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 29.

Таблица 29 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
50	550	0,072
360	1550	0,52
2880	1750	1,05
<b>Итого на скважину</b>		<b>1,62</b>

#### 4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

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

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (15)$$

где  $n_{сно}$  - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м (норма времени

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложение К.2.

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

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

Нормативное время составит:

- кондуктор:  $3 \cdot 1 = 3$  мин;
- эксплуатационная колонна:  $8 \cdot 1 = 8$  мин.

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

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -3-4 ч, кондуктора -10 ч, эксплуатационной колонны - 22 ч.

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

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

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

- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

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

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (16)$$

где  $L_k$  - глубина кондуктора, м;

$L_n$  -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента  $L_n$ , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (17)$$

Для направления:

$$L_T = 50 - 29 = 21 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (18)$$

где  $l_c$  - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 21/24 = 0,8 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0,5 \cdot 2 + 5 = 5,08 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 630 - 10 = 630 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 630 - 29 = 601 \text{ м}$$

$$N = 601/24 = 25,04 \approx 26 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 26 \cdot 2 + 5 = 57 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2880 - 11 = 2869 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 2869 - 29 = 2840 \text{ м}$$

$$N = 2840/24 = 118,3 \approx 119 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 119 \cdot 2 + 5 = 243 \text{ мин}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

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

$$\Sigma = 5,08 + 57 + 243 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 538,08 \text{ мин} = 8,96 \text{ ч.}$$

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

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

#### **4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не**

### **учтенные укрупненными нормами**

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

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

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

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 305,27 часов или 12,71 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:  $305,27 \times 0,066 = 20,14$  ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$305,27 + 20,14 + 25 = 350,41 \text{ ч} = 14,6 \text{ суток.}$$

## 4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

### 4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (19)$$

$$T_{пр} = 305,27 \cdot 1,05 = 320,53$$

где  $T_n$ , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;  
 $k$ - поправочный коэффициент (количество букв в имени в %).

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (20)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 30.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложение Л.

Таблица 30– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:			
направление	5,07	5,3235	0,22
кондуктор	43,32	45,486	1,89
эксплуатационная колонна	256,88	269,86	11,23
Крепление:			
направление	3,56	3,738	0,15
кондуктор	16,0	16,8	0,7
эксплуатационная колонна	35,3	37,77	1,57
Итого	360,13	378,968	14,06

#### 4.4 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (21)$$

где  $H$  - глубина скважины, м;

$T_M$  - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2880/214,63 = 17,5 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (21)$$

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

$$V_p = 2880/(90,641 + 214,63) = 12,41 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (22)$$

где  $T_H$  - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2880 \cdot 720/360,13 = 7577,26 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото  $h_\delta$ , м

$$h_\delta = H/n, \quad (23)$$

где  $n$  - количество долот.

$$h_\delta = 3790/3,7 = 1024,32 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (24)$$

где  $C_{см}$  - сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$  - плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (51226289 - 39536)/3790 = 13505 \text{ руб}$$



Результаты расчетов сводим в таблицу 31.

Таблица 31 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

<b>Показатели</b>	<b>Величина</b>
Глубина скважины, м	2880
Продолжительность бурения, сут.	16,03
Механическая скорость, м/ч	17,5
Рейсовая скорость, м/ч	12,41
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7577,26
Проходка на долото, м	1024,32
Стоимость одного метра	13505

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4В	Юй Чжаолин

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавр	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</b>	Объект исследования: проект технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины (пласт Ю <sub>1</sub> <sup>0</sup> ) на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной скважины в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной скважины в следующей последовательности:</p>	<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1 Проанализировать возможные вредные факторы при проекте Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины:                      -неудовлетворительные метеоусловия рабочей зоны;                      -повышенные уровни шума и вибрации;                      -недостаточное освещение рабочей зоны;                      -повышенные загазованность;                      -необходимые средства защиты от вредных факторов.</p> <p>1.2 Проанализировать возможные опасные факторы при проекте технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины:                      -движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;                      -поражение электрическим током;                      -необходимые средства защиты от опасных факторов.</p>
<p><b>2. Экологическая безопасность</b></p> <p>2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;</p>	<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <p>2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:                      -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);                      -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора);</p>

2.2. Разработка решений по обеспечению экологической безопасности.	-на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b> 3.1. Анализ возможных и часто встречающихся ЧС при проекте Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины;  3.2. Анализ превентивных мер в целях предупреждения ЧС и разработка мер по ликвидации ее последствий.	<b>3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> 3.1. 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); 3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b> 4.1. Правовые нормы трудового законодательства;  4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	<b>4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> 4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); 4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Юй. Чжаолинъ		

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 5.1. Производственная безопасность

Нефтяная деятельность представляет собой опасность для здоровья человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

В процессе трудовой деятельности в своей производственной среде человек подвергается вредным и опасным факторам, которые оказывают или могут оказать негативное воздействие на здоровье человека.

Для анализа воздействия каждого из факторов при строительстве нефтяной скважины, а также с целью максимального предотвращения каждого из них, представим их источники в таблице N.

#### 5.1.1 Анализ вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия

**Неудовлетворительные метеоусловия рабочей среды.** Работы, связанные со строительством скважин, часто осуществляются на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях. Температура воздуха и скорость ветра рабочей зоны, а также фактор их совместного воздействия оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

При проведении работ в зимнее время может произойти обмороживание. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Александровский район Томской области относится к «особому» климатическому региону (IA). Так как выполняемые работы на буровой в своем большинстве относятся к категориям IIб (223-290 Вт) и III (более 290 Вт) по энергозатратам организма, то согласно МР 2.2.7.2129-06 можно определить допустимую продолжительность (ч) однократного пребывания и число перерывов для обогрева в смену на открытой территории для данного климатического региона в холодное время. (табл. N+1)

К неудовлетворительным метеоусловиям может относиться работа в условиях повышенных температур. В результате последнего нарушается терморегуляция.

При температурах выше 28°C организуют рациональный режим труда путем сокращения рабочего времени. Работающие в неудовлетворительных условиях должны быть обеспечены СИЗ: головной убор, спецодежда, защитные очки, обувь – теплоизоляция и состав которых должны соответствовать ГОСТ 12.4.011-89. Средства защиты работающих.

**Повышенный уровень шума.** Источниками шума при строительстве скважины являются различные механизмы, которые работают на различных передачах, различные частоты вращения шкивов, работа дизельных

генераторов и пневмосистем буровой установки. В соответствии требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности" шумовой порог для рабочего места не должен превышать 85 дБА. [3]

При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ. Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях - к глухоте. Дополнительно, он может способствовать возникновению несчастных случаев, маскируя предупреждающие сигналы.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [2] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Для уменьшения шума на объекте следует использовать средства индивидуальной защиты: наушники, вкладыши, шлемы. В качестве коллективных средств защиты стоит предусмотреть установку кожухов и глушителей, обеспечивающих звукоизоляцию и звукопоглощение.

**Повышенный уровень вибрации.** Источники возникновения вибраций на буровой являются возникающие при работе машин, агрегатов и буровых насосов неуравновешенных силовых воздействий.

Воздействие вибрации отражается на нервной и опорно-двигательной системе. У работников подверженных действию вибрации отмечаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [4].

Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с<sup>2</sup> и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [4].

В качестве средств индивидуальной защиты от вибрации применяются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь. В местах управления различными механизмами должны быть оборудованы специальные виброгасящие коврики под ноги [35]. Предусмотрено также использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания).

**Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.** Во время приготовления буровых растворов, частицы сухих материалов могут проникать в органы дыхания, что может привести к отравлению организма. Аналогичное воздействие на организм человека оказывает загазованность бурового раствора. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [23] при строительстве скважин содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 5.3.

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [24]. СИЗ органов дыхания – респираторы и

противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [25].

**Недостаточная освещенность рабочей зоны.** Недостаточная освещенность рабочего места является причинами: снижения продолжительности работы, повышенного утомления, развития близорукости.

Освещение должно равномерно распределять освещенность рабочей зоны, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. Освещение на буровой бывает: естественное, искусственное и аварийное [32]. В зависимости от типа буровой установки, источниками освещения могут служить светильники НОБ-200, 300, ВЗГ-200АМ, РН-100, 200, которые снабжены герметичными стеклами и предохранительными сетками. При большой высоте каркасов укрытий используются светильники большей мощности с ртутно-кварцевыми лампами.

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [16] и приведены в таблице 5.4.

**Повреждения в результате контакта с живыми организмами.** Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [17].

Наиболее распространенное природно-очаговое заболевание, характерное для района проведения работ, – клещевой энцефалит. Заболевание энцефалитом вызывает тяжелое поражение центральной нервной системы. Активность клещей приходится на конец апреля - середину июня, но их укусы могут быть опасны и в июле, и в августе.

Главным профилактическим мероприятием от заболевания являются противо-энцефалитные прививки.

Защита людей от клещевого энцефалита включает в себя:

соблюдение правил поведения на территории, эндемичной по клещевому вирусному энцефалиту;

ношение специальной одежды соответствующей требованиям ГОСТ Р 12.4.296-2013;

применение специальных химических средств индивидуальной защиты от клещей.

К мерам коллективной защиты относится уничтожение клещей в природных биотопах по эпидемиологическим показаниям на участках высокого риска заражения людей клещевым энцефалитом.

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

**Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного**

**оборудования.** В результате действия этого фактора может возникнуть механическая травма, которая представляет собой повреждение тканей, частей тела и органов в результате воздействия внешней механической силы.

Источниками механических травм при сооружении скважины являются: падения различных предметов с высоты, механические травмы от удара свечей бурильных труб время спуско-подъемных операций, удар при движении автоматического ключа бурильщика.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [16], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны ставиться на учет и испытываться согласно РД 10-525-03 [13]. Весь рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. "Средства защиты работающих." обеспечивается средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, рукавицами.

**Электрический ток.** при строительстве поисково-оценочной вертикальной скважины: Прохождение электрического тока через организм может вызывать у него судороги, нарушение сердечной и дыхательной функций, а также являться причиной смерти. ГОСТ 12.1.019 "ССБТ. Электробезопасность. Общие требования" устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. [32]

Источником возможного электропоражения на современной буровой установки являются:

- силовые и преобразовательные трансформаторы;
- распределительные устройства высокого напряжения;
- электрические машины переменного и постоянного тока;
- кабели и провода;
- электрические источники света;
- комплектные устройства управления, защиты и распределения электрической энергии низкого напряжения;
- комплектные тиристорные устройства;
- передвижные электростанции.

Эксплуатация бурового оборудования

Бурение ствола скважины

Спуско-подъемные операции

Цементирование скважин под каждую колонну

Освоение скважины и испытание пласта

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

проектирование, монтаж, испытание и эксплуатацию электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [18];

защиту от прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

применение блокировочных устройств, защитного заземления, зануления буровой установки (расчет заземления приведен в приложении И);

применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;

допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже III.

**Расположение рабочего места на высоте.** Опасность данного фактора определена тем, что в процессе строительства скважин возникает необходимость осуществления спуско-подъемных операций. Их проведение требует нахождения работника на высоте выше норматива, предусмотренного в межотраслевых правилах по охране труда при работе на высоте, более 1,8 м. Сюда относятся полаты, люлька верхового рабочего.

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНПП [16] и включают в себя:

использование верховым рабочим страховочного каната и предохранительного пояса;

оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;

установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Запрещается работа на высоте в случаях: ливня, грозы, гололедицы, сильного снегопада и при ветре 5 баллов и более на открытых местах.

**Пожаровзрывоопасность.** Источниками пожара на буровой установке чаще всего являются: горящие или нагретые тела, электрические разряды, выделяемая теплота от механических воздействий, искры от удара и трения [16].

Наибольшую опасность они приобретают при риске ГНВП. В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;

отведение специальных мест для курения и разведения огня;

установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии (расчет молниезащиты приведен в приложении Х);

оборудование буровой пожарными щитами, огнетушителями ОП-5, ящиками с песком согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [21].

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

установка на объекте системы оповещения (звуковой сигнализации) всего персонала, занятого на буровой.

исключение наличия источников возгорания;



испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [16]);

установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;

исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

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

## **5.2 Экологическая безопасность**

Нефтяная промышленность является одной из самых негативно влияющих на экологию отраслей, поэтому следует уделять особое внимание мероприятиям по охране окружающей среды.

**Атмосфера.** Воздействие строительства на состояние атмосферного воздуха будет незначительным, так как строительные работы носят поэтапный характер и связаны с временным локальным увеличением приземных концентраций вредных веществ в атмосфере.

Селитебная зона в районе воздействия объекта отсутствует.

**Гидросфера.** В процессе бурения скважин загрязнению наиболее подвержены приповерхностная зона ствола скважины и зоны подземных горизонтов. Основными источниками загрязнения являются: буровой раствор, нефтепродукты, бытовые стоки.

Наиболее распространенные причины проникновения загрязнителей в объекты геологической среды следующие:

- нарушение герметичности обсадных колонн и цементного камня в заколонном пространстве;
- поглощение бурового раствора при промывках скважины, проникновение водной фазы в проницаемые отложения;
- некачественное цементирование, недоподъем тампонажного раствора;

Для защиты гидросферы в соответствии с требованиями ГОСТ 17.1.3.12-86 "Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше" следует проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- контроль герметичности амбара при применении технологии амбарного бурения;
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения

бурового раствора. [33]

**Литосфера.** В процессе бурения скважины возникают промышленные отходы бурового раствора, бурового шлама, а так же бытовые отходы. По отношению к почвенной микрофлоре наиболее токсичными являются нефтепродукты, гидроокись и карбонат натрия и калия, хлорсодержащие соединения.

По завершении строительства скважин необходимо провести рекультивацию нарушенных земель. Способ рекультивации определяется на основании требований ГОСТ 17.5.1.02-85 "Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации". По завершению буровых работ необходимо выполнить следующие мероприятия:

- засыпать все амбары, траншеи, разравнять обваловку и спланировать площадку;
- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- восстановление растительности на нарушенных площадях работ путем проведения биологического этапа рекультивации, включающий посев многолетних трав с внесением минеральных удобрений. [34]

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

#### **5.3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин**

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

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [16]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасностью для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

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

#### **5.3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС**

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [16]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана герметизировать устье скважины, известить руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [27].

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

##### **5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [28].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [29].

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

##### **5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [30].

- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно

оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [31].

### Расчет молниезащиты

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и привышечных сооружений от прямых ударов молний является стержневые молниеотводы. Молниеотводы состоят из молниеприемников, тоководов и заземления. Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме вышки, тоководы электрически соединяют металлоконструкцию буровой с заземлением. В качестве тоководов будет служить буровая вышка.

Схема для расчета молниезащиты буровой установки представлена на рисунке X.1.

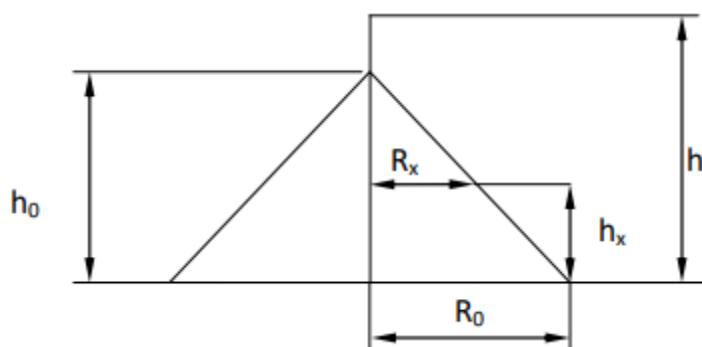


Рисунок X.1 – Схема для расчета молниезащиты буровой установки.

На рисунке обозначены:  $h_x$  – высота оборудования;  $h$  – высота вышки с молниеотводом ( $h = 46$  м);  $h_0$  – высота вышки ( $h_0 = 45$  м.);  $R_x$  – радиус зоны защиты на уровне высоты вышки;  $R_0$  – радиус зоны защиты на земле.

Расчет молниезащиты производится для зоны А [19].

Число ожидаемых ударов молнии на месте производства работ определяется по формуле (П.1):

$$N = (S + 6 * h_x) * (L + 6 * h_x) * n * 10^{-6},$$

где  $S$  – ширина основания буровой, м ( $S = 18$  м);  $L$  – длина основания буровой, м ( $L = 36$  м);  $n$  – число ожидаемых ударов молнии в 1 км<sup>2</sup> (для Томской области  $n = 6$ );  $h_x$  – отметка пола буровой, м ( $h_x = 4$  м).

$$N = (18 + 6 * 4) * (36 + 6 * 4) * 6 * 10^{-6} = 0,01512 \text{ шт.}$$

Радиусы зон защиты на уровне высоты оборудования и земли определяются по формулам (П.2) и (П.3) соответственно:

$$R_0 = (1,1 - 0,002 * h) * h = (1,1 - 0,002 * 42) * 42 = 42,7 \text{ м},$$

$$R_x = (1,1 - 0,002 * h) * (h - h_x / 0,85) = (1,1 - 0,002 * 42) * (42 - 4 / 0,85) = 37,9 \text{ м}.$$

Таким образом, получаем, что радиус конуса защиты составляет 42,7 м на поверхности земли и 37,9 м на уровне высоты оборудования.

Таблица N – Виды производственных работ, оказывающие опасные и

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (в соотв. ГОСТ 12.0.003-74) [19]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Эксплуатация бурового оборудования; 2. Бурение ствола скважины; 3. Спуско-подъемные операции; 4. Цементирование скважин под каждую колонну; 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей; 6. Освоение скважины и испытание пласта.	1. Повышенные запыленность и загазованность ; 2. Повышенные уровни шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 4. Повреждения в результате взаимодействия с насекомыми	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Поражение электрическим током; 3. Расположение рабочего места на значительной высоте; 4. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.003–83 [2] ГОСТ 12.1.007–76 [3] ГОСТ 12.1.012-2004[4] ГОСТ 12.4.125-83 [5] ГОСТ 12.2.003-91 [6] СП 52.13330.2011 [7] СНиП 2.04.05-91 [8] МР 2.2.7.2129-06 [9] ГОСТ Р 12.4.213-99[10] ГОСТ 12.1.029-80[11] ГОСТ 12.1.005-88[12] РД 10-525-03 [13] ГОСТ 12.3.003-86 [14] РД 34.21.122-87 [15]

Таблица N+1 – Режимы труда и отдыха в холодное время года [9]

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

-40	1,4	9
-----	-----	---

Таблица 5.5 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

Таблица 5.3 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [9].

<b>Наименование вещества</b>	<b>Величина ПДК РЗ, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>Наименование вещества</b>	<b>Величина ПДКРЗ, мг/м<sup>3</sup></b>
Углеводороды	100	Сероводород	3
Диоксид серы	10	Диоксид серы	10
Диоксид углерода	9000	Диоксид углерода	0,8

Таблица 5.4 – Требования к освещению производственного объекта

<b>Пространство</b>	<b>Освещенность, лк</b>	<b>Пространство</b>	<b>Освещенность, лк</b>
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Насосный блок, превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5



#### Список используемых источников

1. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
2. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
4. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
5. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация
6. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
7. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
8. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
9. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
10. ГОСТ Р 12.4.213-99 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества
11. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация
12. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
13. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин
14. ГОСТ 12.3.003-86 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности (с Изменением N 1)
15. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
16. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности";
17. Р 3.5.2.2487-09 «Руководство по медицинской дезинсекции»;
18. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ);
19. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений».
20. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
21. ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме»
22. ГОСТ 12.1.044-84 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения»

23. РД 51-1-96 «Требования к сооружению амбаров»
24. ПП РФ от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы»
25. ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин»
26. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».
27. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности»
28. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018); Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
29. ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин"
30. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)
31. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»
32. ГОСТ 12.1.019 «ССБТ. Электробезопасность. Общие требования»
33. ГОСТ 17.1.3.12-86 "Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше"
34. ГОСТ 17.5.1.02-85 "Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации"

**Приложение А**  
(Обязательное)

**Геологические условия бурения скважины**

Таблица А.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернзности пластов

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернзности
От	До	Мощность	Название	Индекс	
0	30	35	Четвертичная система	Q	1,3
30	150	235	Новомихайловская	P 2/3 (nm)	1,3
150	240	70	Атлымская	P3/atl	1,3
240	290	130	Чеганская	Pg 2/3 cg	1,25
290	480	20	Люлинворская	Pg 2 llv	1,25
480	610	120	Талицкая	Pg 1 tl	1,25
610	800	60	Ганькинская	K 2 gn	1,25
800	890	135	Берёзовская	K2 (cn-	1,25
890	910	19	Кузнецовская	K2 (kz)	1,2
910	1800	850	Покурская	K2-1 (alb-	1,2
1800	2360	540	Киялинская свита	K1/Kln	1,1
2360	2505	101	Тарская свита	K1/tr	1,1
2505	2815	311	Куломзинская	K1/klm	1,1
2815	2835	20	Баженовская	J3 / baj	1,1
2835	2840	44	Георгиевская	J3/gr	1,1
2840	2900	35	Васюганская	J3+J2/vs	1,1

Таблица А.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс трат. подразд.	Интервал			Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	От	До	Краткое название	
Q	0	30	Глины суглинки пески	Неравномерное переслаивание сероцветных глин и песков с прослоями бурых углей и лигнита
P 2/3 (nm)	30	150	Глины Пески	Неравномерное переслаивание сероцветных глин и песков с прослоями бурых углей и лигнита
P3/atl	150	240	Глины Пески	Пески мелко- и разнозернистые, иногда каолинизированные, косо-слоистые
Pg 2/3 cg	240	290	Глины Пески	Прибрежно-морские глинистые отложения. В верхней части разреза - глины зеленые, тонкослюдистые с редкими прослоями песков. В нижней части пески серовато-зеленые и серые. Иногда гравели-товые с прослоями зеленых и серых глин.
Pg 2 llv	290	480	глины алевриты пески	Морские глинистые отложения. Глины тонкоотмученные темно-серые до черных, зеленовато-серые, плотные, жирные, иногда с тонкими линзами алевритов и тонкозернистых песков. В нижней части разреза выделяются опоки и опокovidные глины.
Pg 1 tl	480	610	глины алевриты	Глины темно-серые, буровато-серые до черных, плотные, иногда опокovidные, алевритистые с присыпками алевритов и песков мелкозернистых, кварц-полево-шпатово-глауконитовых с включе-
K 2 gn	610	800	глины алевриты пески	Глины серые, темно-серые, участками известковистые и алевритистые с тонкими прослоями алевролита и песков с остатками раковин
K2 (сн-сmp)	800	890	глины алевриты пески	Глины серые, зеленовато-серые, комковатые, иногда опокovidные с редкими маломощными прослоями песчаников и алевролитов
K2 (kz)	890	910	Глины	Глины темно-серые, плотные, тонкоплитчатые, листоватые, иногда известковистые или алевритистые и слюдистые, с остатками мор-ской Фауны и включениями пирита.

Продолжение таблицы – А.2

K2-1 (alb)	910	1800	глины алевролиты пески	Неравномерное переслаивание глин, алевролитов и песчаников. Глины серые, буровато-серые, зеленовато-серые алевролитистые с зеркалами скольжения. Алевролиты серые, темно-серые, слюди-стые, крепкие. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые.
K2-1 (alb-sm)	1800	2360	глины алевролиты пески	Неравномерное переслаивание глин, алевролитов и песчаников с доминирующим преобладанием глинисто-алевролитовых пород. Алевролит плотный, грубоплитчатый, слоистый с редкими обугленными остатками детрита с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов.
K1/Kln	2360	2505	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	Аргиллиты с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников. Аргиллиты серые, темно-серые, плотные, грубоплитчатые. Песчаник серый, мелкозернистый средней крепости, однородный алевролит плотный, грубоплитчатый грубоплитчатый, слабослюдистый с редкими обугленными остатками детрита.
K1/tr	2505	2815	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	Аргиллиты с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников. Аргиллиты серые, темно-серые, плотные, грубоплитчатые. Песчаник серый, мелкозернистый средней крепости, однородный алевролит плотный, грубоплитчатый, слабослюдистый с редкими обугленными остатками детрита.
K1/klm	2815	2835	Аргиллиты Алевролиты Глины	Битуминозные аргиллиты темно-бурые до черных, плотные крепкие, иногда алевролитистые, участками с прослоями сидерита, битуминозный, тонкоплитчатый с остатками морской фауны
J3 / baj	2835	2840	Аргиллиты	Аргиллиты темно-серые до черного, плотные, грубоплитчатые с примесью песчано-алевролитового материала и глауконита
J3+J2/vs	2840	2900	Песчаники Аргиллиты Уголь	Переслаивание песчаников и алевролитов с аргиллитами с про-слоями углей и углистых аргиллитов. Песчаник светло-серый, мелкозернистый, крепко сцементированный, слабоизвестковистый. Аргиллит черный, плотный, алевролитистый, плитчатый с горизонтальной слоистостью

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

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервалы по вертикали, м		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Категория абра- зивности	Категория породы по промысловой классификации	Коэффициент пластичности	Модуль Юнга E*10 <sup>-4</sup> , МПа
	От (вверх)	До (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	30	Пески Супеси Суглинки	2,40 2,25 2,20			30,0			8 2 1	Мягкая Мягкая Мягкая		0,05-0,06 0,20 0,100,20
P 2/3 (nm)	30	150	Глины Пески	2.40 2.40	40,0	<450,0	95,0	1,2		2 8	Мягкая Мягкая		0,04-0,14 0,05-0,06
P3/atl	150	240	Глины Пески	2.40 2.40	40,0	<450,0	95,0	1,2		2 8	Мягкая Мягкая		0,04-0,14 0,05-0,06
Pg 2/3 cg	240	290	Глины	2,40			95,0	1,2		2	Мягкая		0,04-0,14
Pg 2 llv	290	480	Песчаники Алевриты	2,60 2,69	32,0 10,9	<250,0	5.0 18.0	1,3	140-2340 290-1890	10 6	Мягкая Мягкая	1,1-4,5 1,6-4,3	0,09-2,87 0,15-1,10
Pg 1 tl	480	610	Глины	2,40			95,0	1,2		2	Мягкая		0,04-0,14
K 2 gn	610	800	Глины Песчаники	2,40 2,60	25,0	<250,0	95.0 8.0	1,2	140-2340	2 10	Мягкая Мягкая	1,1-4,5	0,04-0,14 0,09-2,87
K2 (cn-	800	890	Глины	2,40			95,0	1,3		2	Мягкая		0,04-0,14
K2 (kz)	890	910	Глины	2,40			95,0	1,3		2	Мягкая		0,04-0,14

Продолжение таблицы А.3

K2-1 (alb)	910	1800	глины алевроиты пески	2,40 2,60 2,69 2,50	31,5 13,5 38,0	<1000,0 9,1 <1450,0	95,0 5,0 18,0 7,0	1,2 1,3	140-2340 290-1890	2 10 6 8	Средняя Средняя Средняя Средняя	1,1-4,5 1,6-4,3	0,04-0,14 0,09-2,87 0,15-1,10 0,05-0,06
K2-1 (alb-sm)	1800	2360	глины алевроиты пески	2,67 2,69 2,60	22,0	12,0	80,0 16,0 5,0	1,2 1,3	210-440 290-1890 140-2340	3 6 10	Средняя Средняя Средняя	1,8-4,2 1,6-4,3 1,1 -4,5	0,23-3,06 0,15-1,10 0,09-2,87
K1/Kln	2360	2505	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	2,60 2,67 2,69	23,5	282,7	5,0 80,0 16,0	1,2 1,3	140-2340 210-440 290-1890	10 3 6	Средняя Средняя Средняя	1,1-4,5 1,8-4,2 1,6-4,3	0,09-2,87 0,23-3,06 0,15-1,10
K1/tr	2505	2815	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	2,60 2,67 2,69 2,40	21,5	62,2-240,3	5,0 80,0 15,0 90,0	1,2 2,1 2,3	140-2340 210-440 290-1890	10 3 6 3	твердые твердые твердые твердые	1,1-4,5 1,8-4,2 1,6-4,3	0,09-2,87 0,23-3,06 0,15-1,10
K1/klm	2815	2835	Аргиллиты Алевролиты Глины	2,67	21,5	62,2-240,3	80,0	1,2	210-440	3	твердые	1,8-4,2	0,23-3,06
J3 / baj	2835	2840	глины алевроиты пески	2,60 2,67 2,69	15,2	5,6-9,6	5,0 80,0 16,0	1,2 2,3	140-2340 210-440 290-1890	10 3 6	вердые твердые твердые	1,1-4,5 1,8-4,2 1,6-4,3	0,09-2,87 0,23-3,06 0,15-1,10
J3+J2/vs	2840	2900	Песчаники Аргиллиты Уголь	2,67	15,2	5,6-9,6	5,0 80,0 16,08 0,0	1,2 2,1 2,3 1,2	140-2340 210-440 290-1890 210-440	3	твердые твердые твердые твердые	1,8-4,2	0,23-3,06

Таблица А.4 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала	Источник получения
	От (верх)	До (низ)	Пластового, кгс/см <sup>2</sup> на м		Порового, кгс/см <sup>2</sup> на м		Гидроразрыва пород, кгс/см <sup>2</sup> на м		Горного, кгс/см <sup>2</sup> на м			
			От	До	От	До	От	До	От	До		
Q	0	30	0,100	0,100	0,100	0,100		0,168		0,214	6	Промыслово-географические исследования
P 2/3 (nm)	30	150	0,100	0,100	0,100	0,100	0,168	0,174	0,214	0,227	9	
P3/atl	150	240	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,176	0,229	0,231	14	
Pg 2/3 cg	240	290	0,100	0,100	0,100	0,100	0,176	0,177	0,231	0,231	21	
Pg 2 llv	290	480	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,231	0,231	26	
Pg 1 tl	480	610	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,179	0,232	0,232	31	
K 2 gn	610	800	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	36	
K2 (cn-cmp)	800	890	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	36	
K2 (kz)	890	910	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	63	
K2-1 (alb)	910	1800	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	65	
K2-1 (alb-sm)	1800	2360	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,177	0,230	0,232	80	
K1/Kln	2360	2505	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,232	0,233	84	
K1/tr	2505	2815	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,180	0,233	0,233	96	
K1/klm	2815	2835	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,233	0,234	97	
J3 / baj	2835	2840	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,234	0,234	99	
J3+J2/vs	2840	2900	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,234	0,234	99	



**Приложение Б**  
(Обязательное)

Таблица Б.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервалы по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность г/см <sup>3</sup>		Вязкость нефти в ластовых условиях, мПа*с	Содержание серы, %	Содержание парафина	Параметры растворенного газа						
	От (вверх)	До (низ)		В ластовых условиях	После дегазации				Газовый фактор М <sup>3</sup> /т	Содержание сероводорода, %	Содержание азота+редкие газы, %	Содержание углекислого газа, %	Содержание метана, %	Плотность газа,(относительно плотности воздуха)	Давление насыщения в ластовых условиях, МПа
J3/vs (Ю,0)	2840	2850	порový	0,689	0,854	1,140	0,4	2,74	70,8	-	1,8	0,870	50,2	1,7	10

## Приложение В

(Обязательное)

### Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – прогноз возможных поглощений бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см <sup>2</sup> на м		Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)			При вскрытии	После изоляционных работ	
Q - P, tl	0	610	1	Нет	0,15	0,2	Увеличение плотности бурового раствора, повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб
Ki-2 pk	610	1800	1	Нет	0,13	0,18	
K! kin	1800	2360	1	Нет	0,13	0,18	
K, tr	2360	2505	1	Нет	0,13	0,18	

Таблица В.2 – прогноз возможных осыпей и обвалов стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы, применявшиеся		Причины возникновения осложнения	Мероприятия по предотвращению осложнений
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см <sup>3</sup>		
Q - K2 gn	0	800	глинистый	1,16	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодавление столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам	Бурение с высокой механической скоростью, поддержание проектных параметров бурового раствора, обработка раствора ингибирующими глинистыми минералами химреагентами, недопущение сальникообразований и подъема бурильного инструмента с поршневанием, контроль за объемом долива скважины во время простоев и СПО, недопущение длительных простоев необсаженного наклонно-направленного ствола скважины
K1-2 pk	910	1800	глинистый	1,16		
				1,16		

Таблица В.3 – прогноз возможных возможных нефтегазоводопроявлений

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид проявляе- мого флюида (вода, нефть, газ, конденсат)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см <sup>3</sup>		Данные по объекту: температура, °С		Условия возник- новения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличение водоотдачи ит.п.)
	От (верх)	До (низ)		Внутрен- него	Наруж- ного	На устье скважины	В прояв- ляющем пласте		
К 1-2 pk, kl, tr	910	2505	вода	1,001	1,005	20	80	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента	Перелив воды
К, пл. Б18	2500	2508	нефть вода	0,80 1,01	0,744 1,01	25	90		Перелив раствора на устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объ- ема раствора в приемных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе
Ј3 ьд (Ю0)	2815	2835	нефть	0,9	0,744	25	91		
Ј3+Ј2/VS	2840	2900	нефть вода	0,9 1,01	0,689 1,01	30	93		

Примечание - Категория скважины по проявлениям пластовых флюидов - вторая.

Таблица В.4 – прогноз прихватоопасных зон

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинка, сальникообразование и пр.)	Буровой раствор, при котором возможен прихват				Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)		Тип	Отклонение плотности раствора от проектной, г/см <sup>3</sup>	Водоотдача, мл/30мин	Наличие смазывающих добавок (название)	
Q-P1/tl	0	610	От перепада давления, от обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,10-1.12	>10	нет	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы
K, 2 рк	910	1800	От обвала неустойчивых пород	Полимер-глинистый	<0.08– 0.10	>10	нет	
K,/kln - K1/klm	1800	2815	От обвала неустойчивых пород	Полимер-глинистый	<0.08– 0.10	>10	нет	

**Приложение Г.1**  
(Обязательное)

**Совмещённый график давлений**

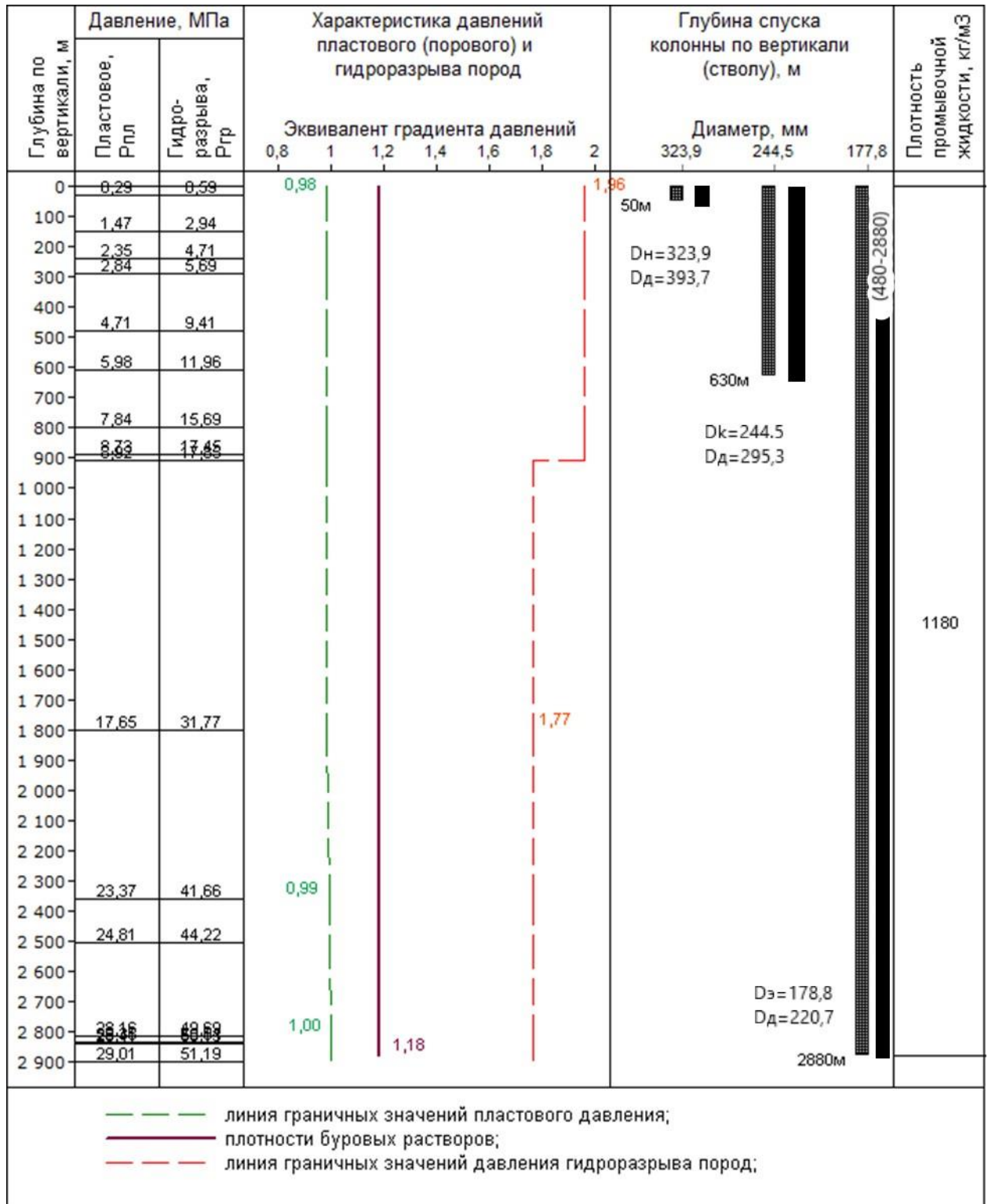


Рисунок Г.1 – Совмещённый график давлений

Приложение Г.2  
(Обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

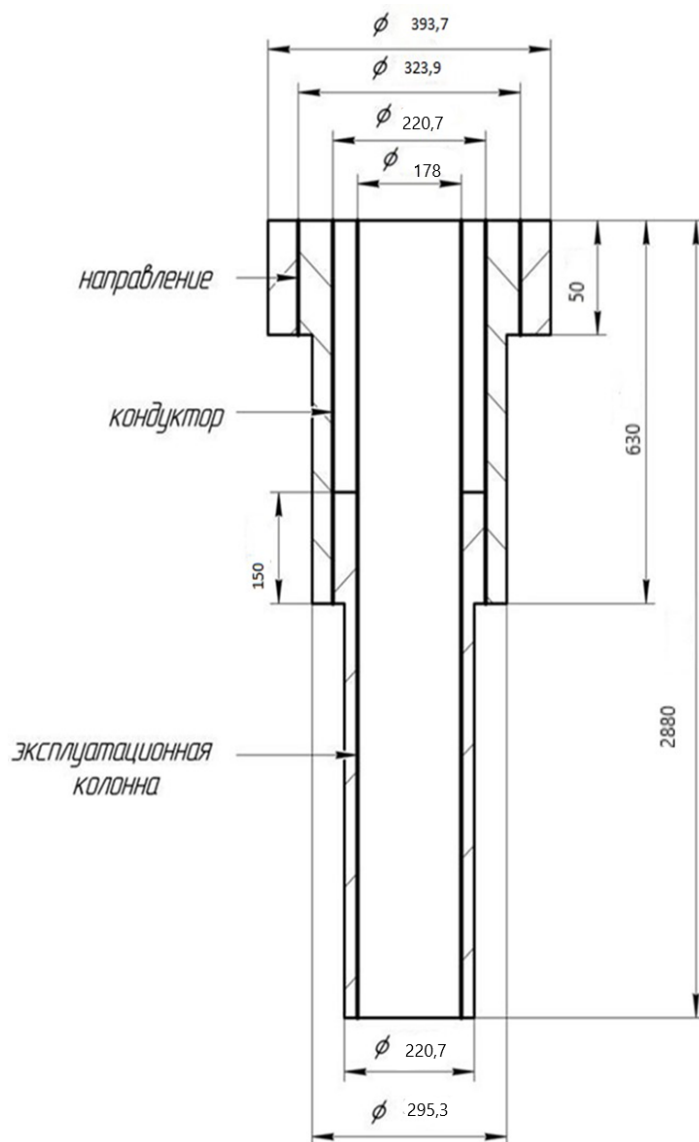


Рисунок Г.2 - Конструкция скважины

**Приложение Д.1**  
(Обязательное)

**Выбор породоразрушающего инструмента**

Таблица Д.1 - Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-630	630-2840	2840-2880	2840-2880
Шифр долота	Ш 393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 ВТ 419 СВ	БИТ 220,7 ВТ 513 У	БИТ 220,7 ВТ 713 У	БИТ 220,7/101, 6 В913
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	220,7	220,7	220,7
Тип горных пород	М	М	МС	Т	Т
Присоединительная резьба ГОСТ	НЗ-177	НЗ-152	НЗ-117	НЗ-117	НЗ-117
Присоединительная резьба API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м	0,4	0,39	0,37	0,38	0,45
Масса, кг	180	83	43	48	56
G, т Рекомендуемая	20-42	10-15	8-15	2-10	2-10
G, т Предельная	52	20	18	15	15
n, об/мин Рекомендуемая	80-175	60-400	60-400	60-400	60-400
n, об/мин Предельная	175	400	400	400	400
Калибратор	КС 393,7 МС М177/177	1- КА295,3 МС М152/152	2-КС 220,7 МС М117/117	КС 220,7 Т М117/117	КС 220,7 Т М117/117



**Приложение Д.2**  
(Обязательное)

**Выбор компоновки и расчет бурильной колонны**

Таблица Д.2.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-50м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Назначение
от	до				Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	50	III 393,7 М-ЦВ	180	0,3			Бурение вертикального участка, проработка ствола перед спуском направления
					3-171	Ниппель	
		КС 393,7 МС М171/171	103	0,3	3-171	Муфта	
					3-171	Муфта	
		Переводник П-171/147	79	0,7	3-171	Ниппель	
					3-147	Муфта	
		УБТС-203х64	3960	18	3-147	Муфта	
					3-147	Ниппель	
		Переводник П-147/108	82	0,8	3-147	Муфта	
					3-108	Ниппель	
		ПК-102х10 К (до устья)	8350	45	3-108	Ниппель	
					3-108	Муфта	
Σ			12754	65,1			

Таблица Д.2.2 – КНБК для бурения секции под кондуктору (50-630м)

1	2	3	4	5	6	7	8
50	630	БИТ 295,3 ВТ 419 СВ	83	0,39			Бурение вертикального участка, проработка ствола перед спуском кондуктора
		Калибратор 1-КА295,3 МС М152/152	93	0,4	3-152	Ниппель	
					3-152	Муфта	
		Забойный двигатель ДР-240	2760	10,4	3-152	Ниппель	
					3-152	Муфта	
		Клапан переливной КП-240	93	0,6	3-152	Ниппель	
					3-152	Муфта	
		Переводник П-152/147	56	0,53	3-152	Ниппель	
					3-108	Муфта	
		УБТС-203х64	3960	18	3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
		Переводник П-147/108	82	0,8	3-147	Ниппель	
					3-108	Муфта	
		ПК-102х10 К (до устья)	1261	612	3-108	Ниппель	
3-108	Муфта						
			8388	643,12			

Таблица Д.2.3 – КНБК для бурения секции эксплуатационную колонну (630-2505м)

1	2	3	4	5	6	7	8	
630	2505	БИТ 220,7 ВТ 513 У	43	0,37			Бурение вертикального участка ЭК	
					3-117	Ниппель		
		Калибратор КС 220,7 МС М117/117	60	0,6		3-117		Муфта
					3-117	Ниппель		
		Забойный двигатель ДР-172.	1036	6,98		3-117		Муфта
					3-117	Ниппель		
		Клапан переливной КП-172	97	0,6		3-117		Муфта
					3-117	Ниппель		
		Переводник П-117/86	56	0,53		3-117		Муфта
					3-86	Ниппель		
		ПК-102x10 К (до устья)	185,5	100		3-108		Муфта
					3-108	Ниппель		
		Переводник П-86/108	56	0,53		3-108		Муфта
					3-86	Ниппель		
		ТБТ-105	3348	54		3-86		Муфта
					3-86	Ниппель		
		Ясс ЯГБ-172	640	5,12		3-86		Муфта
					3-86	Ниппель		
		ТБТ-105	3348	54		3-86		Муфта
					3-86	Ниппель		
Переводник П-86/108	56	0,53		3-86	Муфта			
			3-108	Ниппель				
ПК-102x8 К (до устья)	2286	42405,3		3-108	Муфта			
			3-108	Ниппель				
			11211,5	42628,56				

Таблица Д.2.4 – КНБК для бурения секции эксплуатационную колонну (2505-2840м)

1	2	3	4	5	6	7	8
2505	2840	БИТ 220,7 ВТ 713 У	43	0,37	3-117	Ниппель	Бурение вертикального участка, проработка ствола перед спуском ЭК
		Калибратор КС 220,7 Т М117/117	60	0,6	3-117	Муфта	
					3-117	Ниппель	
		Забойный двигатель ДР-172.	1036	6,98	3-117	Муфта	
					3-117	Ниппель	
		Клапан переливной КП-172	97	0,6	3-117	Муфта	
					3-117	Ниппель	
		Переводник П-117/86	56	0,53	3-117	Муфта	
					3-86	Ниппель	
		ПК-102х10 К (до устья)	185,5	100	3-108	Муфта	
					3-108	Ниппель	
		Переводник П-86/108	56	0,53	3-108	Муфта	
					3-86	Ниппель	
		ТБТ-105	3348	54	3-86	Муфта	
					3-86	Ниппель	
		Ясс ЯГБ-172	640	5,12	3-86	Муфта	
					3-86	Ниппель	
		ТБТ-105	3348	54	3-86	Муфта	
3-86	Ниппель						
Переводник П-86/108	56	0,53	3-86	Муфта			
			3-108	Ниппель			
ПК-102х10 К (до устья)	48582,45	2619	3-108	Муфта			
			3-108	Ниппель			
			57507,95	2842,26			

Таблица Д.2.5 – КНБК для отбора керна (2840-2880м)

1	2	3	4	5	6	7	8
2840	2880	Буровая головка БИТ 220,7/100 В913	28	0,26			Отбор керна
		Керноотборник КИС – 178/100	2200	40	3-117	Ниппель	
					3-117	Муфта	
		КОБ-172	121	2	3-117	Ниппель	
					3-117	Муфта	
		Клапан переливной КП-172	97	0,6	3-117	Муфта	
					3-117	Ниппель	
		Переводник П-117/108	60	0,8	3-117	Муфта	
					3-108	Ниппель	
		УБТС-133х64	8064	12	3-108	Муфта	
					3-108	Ниппель	
		ПК-102х10 К (до устья)	52422,3	2826	3-108	Муфта	
3-108	Ниппель						
Σ			62992,3	2881,66			

### Приложение Д.3

(Обязательное)

#### Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Интервал	0-50	50-630	630-2880
Исходные данные			
$D_d$ , м	0.3937	0.2953	0.2207
$K$	0.5	0.3	0.3
$K_k$	1.3	1.266	1.158
$V_{кр}$ , м/с	0.15	0.15	0.13
$V_m$ , м/с	0.0083	0.0069	0.0042
$d_{бт}$ , м	0.102	0.102	0.102
$d_{мах}$ , м	0.102	0.102	0.105
$d_{нмах}$ , м	0.01	0.013	0.009
$n$	6	6	5
$V_{кпмин}$ , м/с	0.5		
$V_{кпмах}$ , м/с	1.3	1.3	1.2
$\rho_{см-р}$ , г/см <sup>3</sup>	0.02		
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1.1	1.1	1.1
$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	2.1	2.21	2.3
Результаты проектирования			
$Q_1$ , л/с	60.8	20.5	11.5
$Q_2$ , л/с	73.0	38.0	14.3
$Q_3$ , л/с	195.0	102.0	42.7
$Q_4$ , л/с	75.0	39.2	18.1
$Q_5$ , л/с	35.3	45.9	26.5
$Q_6$ , л/с		30-50	25-35
Дополнительные проверочные расчеты			
$M$ , Н*м	-	2363.8	1929.3
$M_{табл}$ , Н*м	-	50000	35300
$Q_n$ , м <sup>3</sup> /с	-	1	1
$Q_{пров1}$ , м <sup>3</sup> /с	-	0.9	0.9
$Q_{пров2}$ , м <sup>3</sup> /с	-	36.4	27.8
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q$ , м <sup>3</sup> /с	0,085-0,140	0,045-0,050	0,025-0,035
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q$ , м <sup>3</sup> /с	0,080	0,046	0,028

Таблица Д.3.2 – Потребное количество бурового раствора под интервал (0-2880 м)

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	ккаверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	До					
0	50	50	393,7	-	1,3	9,62
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,51$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 4,31$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 24,18$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{\text{бр}} = 32,18$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 11,6$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	ккаверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	До					
50	630	480	244,5	323,9	1,23	77,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 7,54$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 51,42$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,75$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 159,59$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{\text{бр}} = 222,30$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 79,79$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	ккаверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	До					
2640	2700	60	220,7	244,5	1,10	18,845
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,45$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 2,12$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,43$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 37,2$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 42,24$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев3}} = 0$

## Продолжение таблицы – Д.3.2

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
850	2700	1850	220,7	244,5	1,155	126,68
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 14,13$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 95,08$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 8,575$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 230,605$
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						$V_{\text{бр}} = 348,39$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 85,3$
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						$V_{3'} = 230,605$



**Приложение Д.4**  
(Обязательное)

**Выбор гидравлической программы промывки скважины**

Таблица Д.4.1 - 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, л.с./дм <sup>2</sup>
От (верх)	До (низ)					Кол-во	Диаметр		
<b>Под направление</b>									
0	50	Бурение	0,155	0,019	Переферийная	3	10	98,7	158,3
<b>Под кондуктор</b>									
50	630	Бурение	0,37	0,042	Переферийная	3	11	100,6	202,5
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
630	2840	Бурение	0,524	0,052	Переферийная	3	9	103,9	125,8

Таблица Д.4.2 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
От (верх)	До (низ)										
0	40	БУРЕНИЕ	УНБ-600	1	88	140	225	1	65	23,3	76,4
40	850	БУРЕНИЕ	УНБ-600	1	88	140	225	1	80	28,68	135,6
850	2700	БУРЕНИЕ	УНБ-600	1	88	140	225	0,85	65	19,8	200,3

Таблица Д.4.3 - 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	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)		Насадках долота	Забойном двигателе				
0	40	БУРЕНИЕ	76,4	67,9	0	1,9	0,1	6,5
40	850	БУРЕНИЕ	135,6	70,6	14,9	38,2	2,2	9,8
850	2700	БУРЕНИЕ	200,3	63,5	32,4	82,5	17,3	4,7

**Приложение Е.1**  
**(Обязательное)**

**Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования**

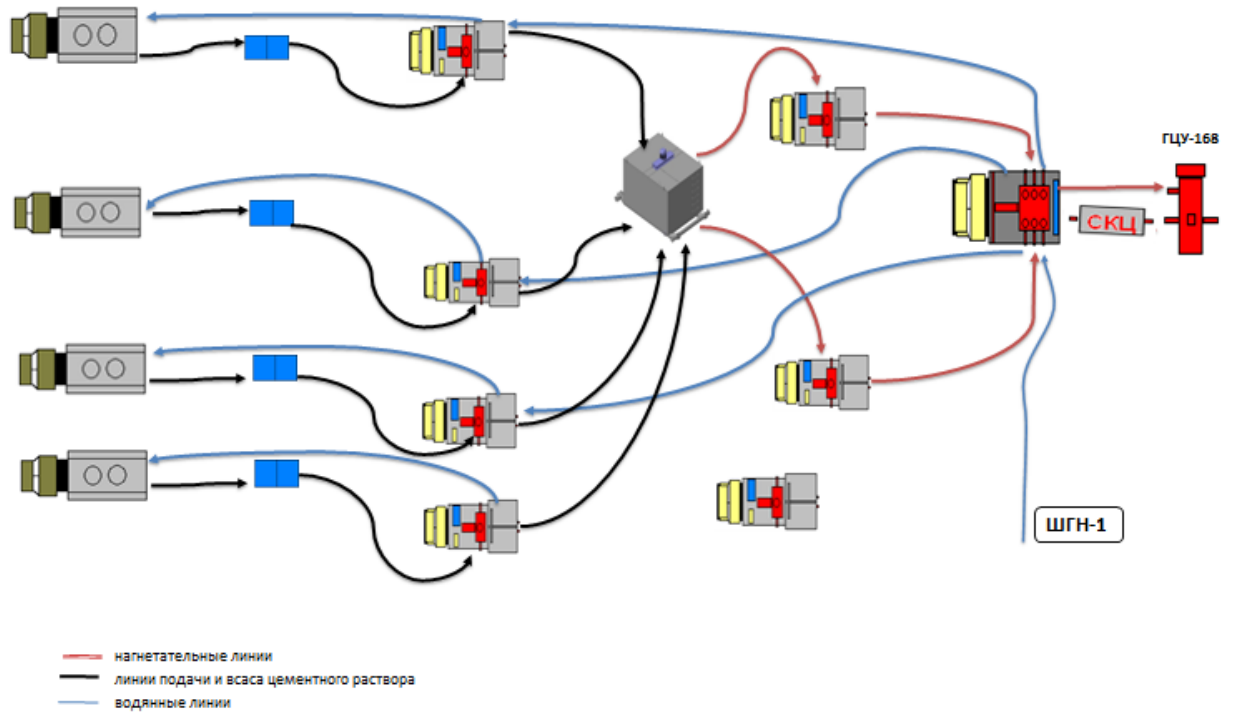


Рисунок Е.1 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

## Приложение Ж.1 (Обязательное)

**Комплекс наземного оборудования для свабиrowания скважин КНОС**  
Таблица Ж.1 - Состав комплекса и технические характеристики

<b>Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната</b>	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора.</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Лубризатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты.</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
<b>Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80.</b>	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
<b>Кран шаровый КШН-73x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
<b>Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80x21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубков-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80 .	
<b>Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80.	

Продолжение таблицы - Ж.1

<b>Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры.</b>	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80.	

**Приложение Ж.1.1**  
(Обязательное)

**Скважинное оборудование для свабиворонения КС-62**

Таблица Ж.1.1 - Состав оборудования свабиворонения и технические характеристики

<b>Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба.</b>	
Диаметр наружный, мм	60
<b>Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм.</b>	
Диаметр наружный, мм	60
<b>Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80.</b>	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
<b>Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.</b>	
Диаметр наружный, мм	65
<b>Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80.</b>	
Диаметр наружный, мм	55
<b>Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм.</b>	
Диаметр наружный, мм	57
<b>Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба.</b>	
Диаметр наружный манжеты, мм.	61 и 75
<b>Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80.</b>	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

**Приложение И**  
(Обязательное)

**Выбор буровой установки**

<i><b>Выбранная буровая установка</b></i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	63	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,75
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	101,3	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,58
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	131,69	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,21
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	160		
<i><b>Расчет фундамента буровой установки</b></i>			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ( $Q_{вלב}$ )	220	$k_{по} = P_o / P_{бo}$ ( $k_{по} > 1,25$ )	5,89
Вес бурильной колонны, т ( $Q_{бк}$ )	63		
Вес обсадной колонны, т ( $Q_{ок}$ )	101,3		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ( $K_{п}$ )	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ( $Q_{бр}$ )	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м <sup>2</sup> ( $F_{бo}$ )	32		
<i><b>Расчет режимов СПО</b></i>			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
1	8	47.1	
2	48	282.7	
3	34	200.25	
4	24	141.35	

**Приложение К.1**  
(Обязательное)

**Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции**

Таблица К.1 – Нормативная карта

Проектная глубина, м:	2880
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 393,7 мм на глубину 50 м
- кондуктор	d 295,3 мм на глубину 630 м
- эксплуатационная	d 220,7 мм на глубину 2880 м
Буровая установка	БУ 2500/160 ЭУ
Оснастка талевой системы	4x5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБ-600А
производительность, л/с:	
- в интервале 0-50м	50
- в интервале 50-630м	50
- в интервале 630-2880м	25
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0-50м	УБТС-203
- в интервале 50-630м	УБТС-203
- в интервале 630-2880м	ТБТ-105
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50-630м	ДРУ-240РС/9.57
- в интервале 630-2880м	ДРУЗ-172РС /8.74
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-50м	ПК-102x10 К
- в интервале 50-630м	ПК-102x10 К
- в интервале 630-2880м	ПК-102x8 К
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-50м	Ш 393.7 М- ЦВ
- в интервале 50-630м	БИТ-295.3 ВТ 419 СВ
- в интервале 630-2880м	БИТ 220,7 В 513 УЕ.50



**Приложение К.2**  
(Обязательное)

**Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции**

Таблица К.2.1 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки и на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-50	393,7	520	11	24	0-50	0,0111	1,221
II	50-630	244,5	1510	12	32	50-100	0,0131	1,17
						110-200	0,0144	1,44
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0153	1,53
						500-630	0,0156	1,56
III	630-2880	220,7	1420	12	32	630-900	0,0164	1,64
						900-1000	0,0175	1,75
						1000-1100	0,0186	1,86
						1100-1200	0,0188	1,88
						1200-1300	0,0191	1,91
						1300-1400	0,0197	1,97
						1400-1500	0,0208	2,08
						1500-1600	0,0228	2,28
						1600-1700	0,0231	2,31
						1700-1800	0,0238	2,38
						1800-1900	0,0244	2,44
						1900-2000	0,0247	2,47
						2000-2100	0,0250	2,5
						2100-2200	0,0253	2,53
						2200-2300	0,0254	2,54
						2300-2400	0,0256	2,56
2400-2500	0,0264	2,64						
2500-2600	0,0276	2,76						
2600-2700	0,0288	2,88						
2700-2880	0,0295	2,96						
<b>Итого</b>								<b>90,641</b>

**Приложение К.3**  
(Обязательное)

**Нормативная карта вертикальной скважины на ЯНАО**

Таблица К.3.1 - Нормативная карта вертикальной скважины на ЯНАО

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш 393.7 М-ГВУ-R227	520	1,21	0-110	110	0,035	3,85	1,22	5,07
<b>Итого</b>					110		3,85	1,22	5,07
Бурение под кондуктор	БИТ-244,5 М4	1510	0,52	110-900	790	0,040	31,6	11,72	43,32
<b>Итого</b>			0,52		900		35,45	11,72	43,32
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 В 513 УЕ.50	1420	2,03	900-3790	2890	0,062	179,18	77,7	256,88
<b>Итого</b>			2,03		2890		179,18	77,7	256,88
<b>Всего</b>			3,76		3790		214,63	90,64	305,27

Продолжение таблицы - К.3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление:									
- направления									3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									32,4
Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			3						0,05
- эксплуатационная			8						0,13
ОЗЦ:									
-направление									4,0
-кондуктора									10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки									
-направление				100-110					1,84
-кондуктор				890-900					2,12
- эксплуатационной				3780-					5,42
Промывка скважины (1 цикл)				3790					
-направление									0,01
-кондуктор									0,11
- эксплуатационная									0,50
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									373,38
Ремонтные работы (3,3 %)									11,66
Общее время на скважину									415,93

**Приложение Л**  
(Обязательное)  
**Сметная стоимость строительства скважины**

Таблица Л.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,22	30,4	1,93	266,70	11,45	1582,27
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,22	4,37	1,93	38,40	11,45	227,85
Содержание средств контроля, диспет-черизации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,22	6,08	1,93	53,40	11,45	316,82
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,22	1,65	1,93	14,55	11,45	86,33
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,22	55,62	1,93	488,01	11,45	2,895,24
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,22	6,27	1,93	55,02	11,45	326,43
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,22	1,52	1,93	13,41	11,45	79,57
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,22	289,74	1,93	2541,81	11,45	15079,65

Продолжение таблицы – Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,93	1646,84	11,45	9770,17
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,22	3,54	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,93	475,97	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	11,45	4240,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,22	5,10	1,93	44,81	11,45	265,86
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,22	30,55	1,93	268,05	11,45	1590,29
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,22	22,18	1,93	194,62	11,45	1154,61
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,22	1,95	1,93	17,17	11,45	101,90
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,22	7,46	1,93	65,46	11,45	388,38
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,22	22,08	1,93	193,77	11,45	1149,58
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	1,93	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,22	37,24	1,93	326,72	11,45	1938,37
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,22	3,28	1,93	28,79	11,45	170,83
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,6	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
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64

## Продолжение таблицы – Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		8266,31		2614,72		112579,26		39370,76	
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>									
Ш 393.7 М-ГВУ-R227	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
БИТ-295.3 М4	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
БИТ 220,7 В 513 УЕ.50	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
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									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0		169,944		747,883		5979,951	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		8266,31		2784,66		13327,14		45350,71	
Всего по сметному расчету, руб		47341,614							

Таблица Л.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	Сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,15	20,72	0,71	98,11	1,57	1635,86
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,15	2,98	0,71	14,12	1,57	31,24
Содержание средств контроля, диспет-черизации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,15	4,15	0,71	19,64	1,57	43,44
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,15	1,13	0,71	5,35	1,57	11,83
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,15	37,92	0,71	179,53	1,57	396,99
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,15	4,27	0,71	20,24	1,57	44,76
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,15	7,24	0,71	4,93	1,57	75,83
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,15	197,55	0,71	935,07	1,57	2067,69
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,15	205,2	0,71	971,28	1,57	2147,76
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	19,4	0,15	62,91	0,71	297,77	1,57	658,45
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,15	20,83	0,71	98,61	1,57	218,05
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,15	15,12	0,71	71,59	1,57	158,31
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,15	1,33	0,71	56,23	1,57	13,97
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,15	15,06	0,71	71,28	1,57	157,62

## Продолжение таблицы – Л.2

Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,15	25,39	0,71	120,19	1,57	266,41
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,15	2,76	0,71	13,06	1,57	28,88
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,15	5,08	0,71	24,08	1,57	53,25
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	12,88
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-168, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Башмак колонный БК-146, шт	32	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-215/255, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-324, шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-245, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-168, шт	105	-	-	-	-	1	105
ЦКОД-146-2, шт	95,4	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-324 351, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219 245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126 168, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
ПНХ 114, шт	700	-	-	-	-	-	-
Пакер заколонный ПГП-168	590,9	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементирующая ГЦУ-324	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-168	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			4895,19		6839,78		11824,3
Обсадные трубы 324x9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 168x8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Обсадные трубы 168x8,9, м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49



Продолжение таблицы – Л.2

Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,834	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			4895,197		6839,78		11824,3
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			6724,196		29581,83		84077,69
Всего по сметному расчету, руб					121275,6		

Таблица Л.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, ты. руб.
1	2
<b>Глава 1</b>	
<b>Подготовительные работы к строительству скважины</b>	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
<b>Итого по главе 1</b>	<b>62424</b>
<b>Глава 2</b>	
<b>Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины</b>	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
<b>Итого по главе 2</b>	<b>153101</b>
<b>Глава 3</b>	
<b>Бурение и крепление скважины</b>	
Бурение скважины	46350
Крепление скважины	120383
<b>Итого по главе 3</b>	<b>166733</b>
<b>Глава 4</b>	
<b>Испытание скважины на продуктивность</b>	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
<b>Итого по главе 4</b>	<b>12844</b>
<b>Глава 5</b>	
<b>Промыслово-геофизические исследования</b>	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18316
<b>Итого по главе 5</b>	<b>18316</b>
<b>Глава 6</b>	
<b>Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период</b>	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
<b>Итого по главе 6</b>	<b>12764,1</b>
<b>Итого по главам 1-6</b>	<b>47341,614</b>
<b>Глава 7</b>	
<b>Накладные расходы</b>	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	69893
<b>Итого по главе 7</b>	<b>68019</b>
<b>Глава 8</b>	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39536
<b>Итого по главе 8</b>	<b>39536</b>

<b>Глава 9</b>	
<b>Прочие работы и затраты</b>	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	22552
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15478
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	9607
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	269
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
<b>Итого по главе 9</b>	<b>52800</b>
<b>Итого по главам 1-9</b>	<b>586541</b>
<b>Глава 10</b>	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1173
<b>Итого по главе 10</b>	<b>1173</b>
<b>Глава 11</b>	
<b>Проектные и исследовательские работы</b>	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
<b>Глава 12</b>	
<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты</b>	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29616
<b>Итого по главе 12</b>	<b>29616</b>
<b>Итого по сводному сметному расчету</b>	<b>621950</b>
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 69,8	<b>43412110</b>
НДС 18%	<b>7814179</b>
<b>Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента</b>	<b>51226289</b>

**Приложение М**  
(Обязательное)

**Производственная безопасность**

Таблица М.1– Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Лабораторный и камеральный(внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения вагона-офиса инженера по бурению	1.Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3.Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; 4.Превышение уровней электромагнитных и ионизирующ излучений.	1.Электрический ток; 2.Статическое электричество; 3.Пожароопасность	ГОСТ 12.1.045-84 [19] СП 52.13330.2011 [20] СанПиН 2.2.4.548-96 [21] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [22] СанПиН 2.2.4.3359-16 [24] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [24] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [26] ГОСТ 12.1.012-2004 [27] ГОСТ 12.2.003-91 [28] СНиП 2.04.05- 91 [29] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [30] ГОСТ 12.1.004-91 [18] ГОСТ 12.1.005-88 [7] СанПиН 2.2.1/2.1.11278-03

<b>Полевой этап</b>			
Работа непосредственно буровой площадке	<b>Вредные</b>	<b>Опасные</b>	ГОСТ 12.2.003-91 [3]
	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3.Тяжесть физического труда 4.Превышение уровней вибрации. 5.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); 2.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3.Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 4.Электрический ток; 5.Пожароопасность	ГОСТ 12.2.062-81 [4] ГОСТ 12.3.009-76 [5] ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 [6] ГОСТ 12.1.005-88 [7] ГОСТ 23407-78 [8] ГОСТ 12.1.019-79 [9] ГОСТ 12.1.030-81 [10] ГОСТ 12.1.006-84 [11] ГОСТ 12.1.038-82 [12] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] ГОСТ 12.1.012-90 [14] ГОСТ 12.4.002-97 [15] ГОСТ 12.4.024-86 [16] ГОСТ 12.1.007-76 [17] ГОСТ 12.1.004-91 [18]