

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3270 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3270)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б6Б	Николаев Александр Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 Максимова Ю.А.  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
32Б6Б	Николаев Александр Андреевич

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3270 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

05.06.2020

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

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

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

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Т.Г.
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин А.А.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Горно-геологические условия бурения скважины	
Технологическая часть проекта	
Муфты для проведения МГРП	
Финансовый менеджмент, ресурс эффективностью и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
32Б6Б	Николаев Александр Андреевич		

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

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

Форма представления работы:  
 Бакалаврской работы

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

Срок сдачи студентом выполненной работы: 05.06.2020

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
03.04.2020	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2020	3. Муфты для проведения МГРП	15
12.05.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2020	5. Социальная ответственность	15
04.06.2020	6. Предварительная защита	10

Составил руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6Б	Николаев А.А.

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

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

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

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

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2021
--	------------

### Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент				31.01.2021

### Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б6Б	Николаев А.А.		31.01.2021

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Николаев А.А.

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3270 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Строительство разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Федеральные законы и постановления правительства; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1. Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины: – неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; – повышенные уровни шума и вибрации; – недостаточное освещение рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность; – необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы,

	<p>подвижные части производственного оборудования;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– поражение электрическим током;</li> <li>– пожаровзрывоопасность;</li> <li>– необходимые средства защиты от опасных факторов;</li> <li>– работы на высоте.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– на атмосферу (газы);</li> <li>– на гидросферу (отходы бурения);</li> <li>– на литосферу (отходы бурения).</li> </ul> <p>3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте.</p> <p>4.2 4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Николаев А.А.		

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 109 страниц, 14 рисунков, 29 таблицы, 32 источников литературы и 6 приложений.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3270 метров на газовом месторождении Тюменской области.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3270 метров на газовом месторождении Тюменской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Скважинные перфораторы для вторичного вскрытия обсадных колонн.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

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



## **Сокращения**

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

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

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

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементирувочный;

ГЦУ – головка цементирувочная универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирувочная.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	16
1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ .....	16
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	17
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	18
2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин .....	18
2.1.1 Построение совмещенного графика давлений.....	18
2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	18
2.1.3 Выбор интервалов цементирования .....	19
2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	19
2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	19
2.2 Проектирование процессов углубления скважины .....	20
2.2.1 Выбор способа бурения .....	20
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	20
2.2.3 Выбор типа калибратора .....	21
2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения .....	22
2.2.5 Проектирование режимов бурения .....	23
2.2.5.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	23
2.2.5.2 Расчет частоты вращения долота .....	23
2.2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора .....	24
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	26
2.2.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	27
2.2.8 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате .....	27

2.2.9 Расчет компоновок бурильной колонны и разработка гидравлической программы промывки скважины .....	28
2.2.10 Выбор буровой установки .....	28
2.2.11 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости .....	28
2.2.11.1 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости для бурения интервалов под направление и кондуктор.....	29
2.2.11.2 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости для бурения интервала под эксплуатационную колонну.....	30
2.2.12 Расчёт потребного количества бурового раствора .....	31
2.2.13 Расчёт потребного количества химических реагентов .....	32
2.2.14 Контроль параметров бурового раствора .....	32
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	34
2.3.1 Расчет наружных избыточных давлений .....	34
2.3.2 Расчет внутренних избыточных давлений .....	36
2.3.3 Конструирование обсадной колонны по длине .....	37
2.3.4 Проектирование процессов цементирования скважины.....	38
2.3.4.1 Обоснование способа цементирования.....	38
2.3.4.2 Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости .....	39
2.3.4.3 Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора .....	39
2.3.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования .....	40
2.3.5 Проектирование процессов испытания скважин .....	41
2.3.5.1 Выбор жидкости глушения .....	42
2.3.5.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	43

2.3.5.3 Выбор типа пластоиспытателя .....	43
2.3.5.4 Выбор типа фонтанной арматуры .....	44
3. СКВАЖИННЫЕ ПЕРФОРАТОРЫ ДЛЯ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН .....	46
3.1 Способы перфорации .....	47
3.2 Виды перфораторов .....	48
3.2.1 Пулевая перфорация .....	48
3.2.2 Торпедная перфорация .....	51
3.2.3 Кумулятивная перфорация .....	52
3.3 Производители скважинных перфораторов .....	54
3.3.1 Перфорационные системы «Шлюмберже» .....	54
3.3.2 ЗАО БВТ (БашВзрывТехнологии) .....	56
3.3.3 ПромПерфоратор .....	61
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	64
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ООО «Нафгаз-Бурение» .....	64
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия .....	64
4.1.2 Организационная структура управления предприятием .....	64
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....	65
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины .....	65
4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения .....	68
4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ .....	68
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли .....	69

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	73
5.2 Производственная безопасность.....	74
5.2.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению .....	74
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия.....	80
5.3 Экологическая безопасность.....	82
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	85
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	85
Приложение А .....	91
Приложение Б.....	96
Приложение В.....	99
Приложение Г .....	102
Приложение Д.....	104
Приложение Е.....	111

## **ВВЕДЕНИЕ**

Разведочное бурение оказывает значительное влияние как на процесс последующей разработки месторождения, так и на сооружение эксплуатационных скважин. Это связано с тем, что в процессе разведочного бурения собирается большое количество информации о геологическом разрезе и продуктивных пластах. Эта информация позволяет оптимизировать траекторию последующих скважин, уменьшить вероятность возникновения осложнений и аварий и повысить качество вскрытия и освоения скважин.

Анализ горно–геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Породы мягкие и средней твердости, при приближении к продуктивному пласту появляются твердые.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3270 м на газовом месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

Так же в работе рассматриваются скважинные перфораторы для вскрытия обсадных колонн. Проанализировали новые методы для перфорации и по отдельности рассмотрели виды перфораторов.

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

# 1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

## 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Геологическая характеристика разреза скважины представлена в приложении А.

Конструкция скважины представлена на рисунке 1.1.

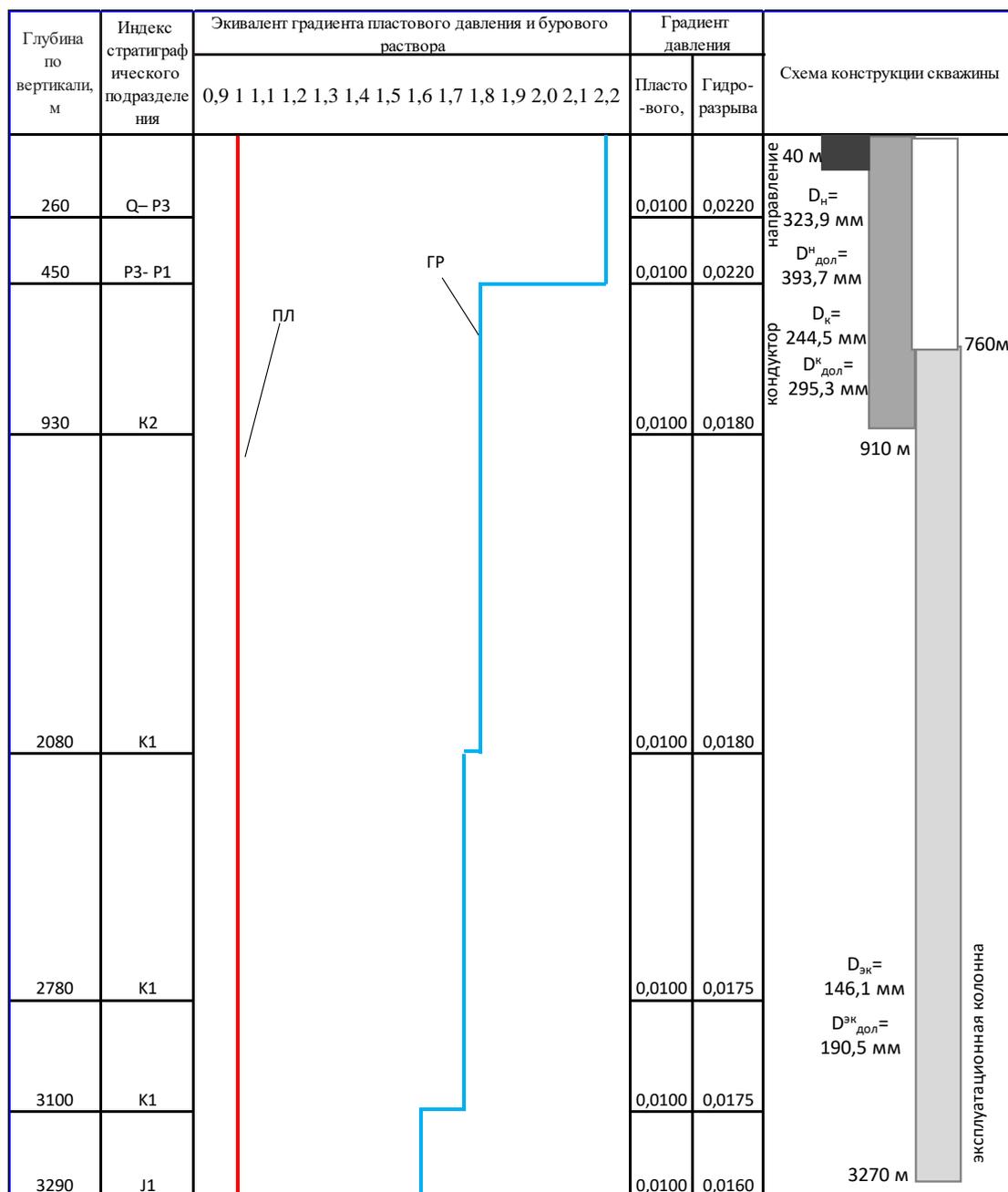


Рисунок 1.1 – График совмещенных давлений

## 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

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

#### 2.1.1 Построение совмещенного графика давлений

Построим график совмещенных давлений (Рисунок 2.1):

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

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 30 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 40 м. Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 2.1), было принято решение спускать кондуктор на глубину 910 м для перекрытия интервалов глин.

Глубина спуска ЭК составляет 3270 м, поскольку подошва последнего продуктивного пласта находится на глубине 3240 м, к которому проектируется 30 м зумпшф.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	J1
$L_{кр}$	3200
$\Gamma_{пл}$	0,100
$\Gamma_{грп}$	0,18
$P_n$	840
Расчетные значения	
Пластовое давление	320
$L_{конд\ min}$	630
Запас	1,09

### 2.1.3 Выбор интервалов цементирования

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

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 910 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 760-3270 м.

### 2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Таблица 2.2 – Расчет диаметров колонн и долот

Колонна	Диаметр колонн / диаметр долот, мм
ЭК	146,1/190,5
К	244,5/295,3
Н	323,9/393,7

### 2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяем максимальное давление опрессовки для каждого продуктивного пласта (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Максимальное давление опрессовки

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	7,20
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	$k$	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	6,55
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	5,95
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	0,00
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	32,32
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м <sup>3</sup>	$\rho_n$	840
Ускорение свободного падения	$g$	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	3200
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	0
Основание натурального логарифма	$e$	2,70
Степень основания натурального логарифма	$s$	-0,05
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	$h$	-722,14

Из полученных значений берем наибольшее, то есть  $P_{оп} = 7,20$  МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

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

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-14-146x245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80x35.

## 2.2 Проектирование процессов углубления скважины

### 2.2.1 Выбор способа бурения

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

Таблица 2.4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	40	Роторный
40	910	ВЗД
910	3270	ВЗД
3200	3240	Роторный (Отбор керна)

### 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны PDC долота для всех интервалов бурения, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.5.

Для бурения интервала под направление проектируется долото PDC марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Таблица 2.5 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-40	40-910	910-3270	3200-3240
Шифр долота		393,7 (15 1/2) GRDP127	11 5/8” BT6919SMA-083	7 1/2” BT7716MA-042	БИТ 190,5/100 В 913
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		М	М+МС	МС+С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	3-161
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	-
Длина, м		0,4	0,34	0,27	0,2
Масса, кг		172	130	48	25
G, тс	Рекомендуемая	15–30	2–10	2–12	2–6
	Максимальная	30	16	12	6
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	60–400	60–120
	Максимальная	600	400	400	120

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

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

### 2.2.3 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа буровой колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении

трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

- для бурения интервала под направление 0–40 м с PDC долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами;

- для бурения интервала под кондуктор 40–910 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами;

- для бурения интервала под эксплуатационную колонну 910–3270 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-910	910-3270
Шифр калибратора		КЛС 390 М	К 295 МС	2-К190,5СТ
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	295	220
Тип горных пород		М	М+МС	МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н117/М117
	API	-	-	-
Длина, м		1,1	0,9	0,5
Масса, кг		155	114	50

#### 2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения

Таблица 2.7 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3200-3240	КИ 2.2. 195/100	2-5	20-40	15-20

## 2.2.5 Проектирование режимов бурения

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

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-40	40-910	910-3270
Исходные данные			
$D_d$ , см	39,37	29,53	19,05
$G_{пред}$ , т	30	16	12
Результаты проектирования			
$G_{доп}$ , т	24	12,8	9,6
$G_{проект}$ , т	6	10	9

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

### 2.2.5.2 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Результаты частоты вращения долота

Интервал		0-40	40-910	910-3270
Исходные данные				
$V_{д}, \text{ м/с}$		3,3	2	1,5
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		160	129	150
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$		40-60	100-180	140-200
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		60	130	150

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0–40 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

### 2.2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.10.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 50 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

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

Таблица 2.10 – Расход бурового раствора

Интервал	0-40	40-910	910-3270
Исходные данные			
Диаметр долота, $D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,1905
Коэффициент удельного расхода жидкости на $1 \text{ м}^2$ забоя $K$	0,6	0,5	0,4
Коэффициент кавернзности $K_k$	1,20	1,17	1,00
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора $V_{кр}$ , м/с	0,15	0,14	0,12
Механическая скорость бурения $V_m$ , м/ч	40	35	30
Диаметр бурильных труб, $d_{бт}$ , м	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, $d_{нмак}$ , м	0,0238	0,0095	0,0064
Число насадок $n$	3	9	7
Минимально допустимая скорость восходящего потока, $V_{кмин}$ , м/с	0,5	0,5	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора $\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора $\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,121	1,121	1,092
Плотность разбуриваемой породы $\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	1,98	2,2	2,2
Результаты проектирования			
Расход $Q_1$ , л/с	73	34	11
Расход $Q_2$ , л/с	74	44	15
Расход $Q_3$ , л/с	55	28	16
Расход $Q_4$ , л/с	42	50	26
Области допустимого расхода бурового раствора			

Области допустимого расхода бурового раствора $\Delta Q$ , л/с	42-74	28-50	11-26
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Запроектированные значения расхода бурового раствора $Q_{\text{проект}}$ , л/с	70	50	32

## 2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.11.

Для интервала бурения 40–910 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР1-240.7/8.55 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 910–3270 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Таблица 2.11 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-910	910-3270
Исходные данные				
$D_d$	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
$G_{oc}$ , кН		59	98	88
$Q$ , Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$ , мм		-	236	152
$M_p$ , Н*м		-	3771	2246
$M_o$ , Н*м		-	148	95
$M_{уд}$ , Н*м/кН		-	37	24

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР1-240.7/8.55	40-910	240	10,2 25	270 3	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДГР-165.7/8.49	910-3270	165	8,65 2	101 5	17-38	70-160	10,0-15,5	211

### 2.2.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

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

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

Табличное значение  $Q_{TK}$  для труб 127 мм группы прочности «Л» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 174 и 183 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата  $C=0,9$ .

$$Q_{TK-300} = 174 \cdot 0,9 = 156,6 \text{ т,}$$

$$Q_{TK-400} = 183 \cdot 0,9 = 164,7 \text{ т.}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{156,6}{111,7} = 1,40 > 1,15,$$

$$N_{400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{164,7}{111,7} = 1,47 > 1,15.$$

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

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

## 2.2.10 Выбор буровой установки

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

Таблица 2.13 – Выбор буровой установки

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	111,7	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 111,7$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	87,3	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 87,3$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	145,2	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/145,2 = 1,38 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		

## 2.2.11 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости

Необходимо учитывать, что каждый буровой раствор имеет границы применения. Выбор типа бурового раствора ставит целью:

- достижение такого соответствия свойств бурового раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к минимуму нарушение устойчивости пород и другие осложнения в процессе бурения;
- ограничение возможности возникновения необратимых процессов при вскрытии продуктивных пластов.

Основные типы буровых растворов, используемые для бурения в районах западной Сибири: бентонитовый; полимер - глинистый; ингибирующие; полимерный (инкапсулированный); KCL/полимерный (биополимерный).

По назначению все основные химические реагенты можно разделить на следующие классы: структурообразователи; понизители фильтрации;

понижители вязкости; регуляторы pH; ингибиторы; регуляторы термостойкости; пеногасители; эмульгаторы; смазочные добавки; понизители твердости горных пород; утяжелители; закупоривающие материалы; бактерициды; реагенты, связывающие ионы кальция; ингибиторы коррозии и нейтрализаторы; флокулянты; поверхностно-активные вещества (ПАВ); загустители.

Выбор бурового раствора в рамках курсового проекта основан на так называемой «щадящей» стратегии формирования призабойной зоны пласта, когда буровой раствор выбирается исходя из минимизации вредного воздействия на продуктивные горизонты. Для бурения остальных интервалов буровой раствор выбирается исходя из предупреждения возникновения основных осложнений при бурении и минимизации затрат на его приготовление.

#### **2.2.11.1 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости для бурения интервалов под направление и кондуктор**

Для бурения интервалов 0-40 м под направление и 40-910 м под кондуктор рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин, в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдо пластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м <sup>3</sup>
Кальцинированная сода	1
Глина ПБМБ	12

Каустическая сода	1
РАС-NV	0,4
Пеногаситель	1
РАС-LV	0,12
Reolub	5
Барит	95,62

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.15

Таблица 2.15 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

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

### **2.2.11.2 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости для бурения интервала под эксплуатационную колонну**

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Данные проблемы решаются с использованием инкапсулированного бурового раствор.

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии. Анионные карбоксильные группы прикрепляются к положительным зарядам по краям частиц глин. Полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины.

Данный буровой раствор обрабатывается каустической содой (контроль рН), биополимерами (структурообразователь), понизитель фильтрации высоковязкий хорошо регулирует реологические свойства, а смазочную добавку используем для прокачки пачкой для облегчения спуска ОК для снижения коэффициента трения.

Состав инкапсулированного раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлен в таблице 2.16. Технологические свойства базового неутяжеленного инкапсулированного раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.16 – Компонентный состав инкапсулированного раствора под эксплуатационную колонну

Класс	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	0,5
Кальцинированная сода	1
DUOVIS	0,35
ПАЦ HV	1,1
ПАЦ LV	4,5
Reolub	9,5
Утяжелитель	45

Таблица 2.17 – Технологические свойства инкапсулированного раствора под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,05
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

### 2.2.12 Расчёт потребного количества бурового раствора

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для

каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в Приложении Г.

### **2.2.13 Расчёт потребного количества химических реагентов**

При расчете потребного количества реагентов необходимо проверить выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины. Из них один объем должен находиться в виде бурового раствора в емкостях, и еще один объем допускается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления». Расчёт потребности химических реагентов для приготовления и регулирования свойств бурового раствора приведен в Приложении Г.

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

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

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

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

Периодичность контроля параметров при бурении скважин, например, плотности, условной вязкости, водоотдачи, статического напряжения сдвига бурового раствора и др., во всех нефтедобывающих районах согласно «Единым

техническим правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях» назначается директивно:

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

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

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

Исходя из опыта сооружений скважин на месторождениях Западной Сибири (литологический разрез данной скважины позволяет предположить, что находится она именно в Западной Сибири) примем следующую периодичность контроля параметров бурового раствора (таблица 2.18).

Таблица 2.18 – Регламент контроля параметров бурового раствора по интервалам бурения

Параметры бурового раствора	Под направление	Под кондуктор	Под тех. колонну/ эксплуат. колонну
Плотность	1 раз/1 час	1 раз/1 час	1 раз/1 час
Условная вязкость	1 раз/1 час	1 раз/1 час	1 раз/1 час
Пластическая вязкость (API)		2 раз/сут	2 раз/сут
Динамическое напряжение сдвига (API)		2 раз/сут	2 раз/сут
СНС 10с/10мин (API)		1 раз/4 час	1 раз/4 час
МВТ, содержание твёрдой фазы		2 раза/сут	2 раз/сут
Жесткость по $Ca^{2+}$		2 раза/сут	2 раз/сут
Содержание хлорид-ионов		2 раза/сут	2 раз/сут
Водоотдача, толщина корки	1 раз/4 час	1 раз/4 час	1 раз/4 час
pH	1 раз/4 час	1 раз/4 час	1 раз/4 час

Содержание песка	1 раз/4 час	2 раза/сут	2 раза/сут
------------------	-------------	------------	------------

Для контроля параметров будем использовать следующее оборудование:

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

## **2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин**

### **2.3.1 Расчет наружных избыточных давлений**

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

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

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

На рисунках 2.2 и 2.3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное

избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонн и кондуктора соответственно.

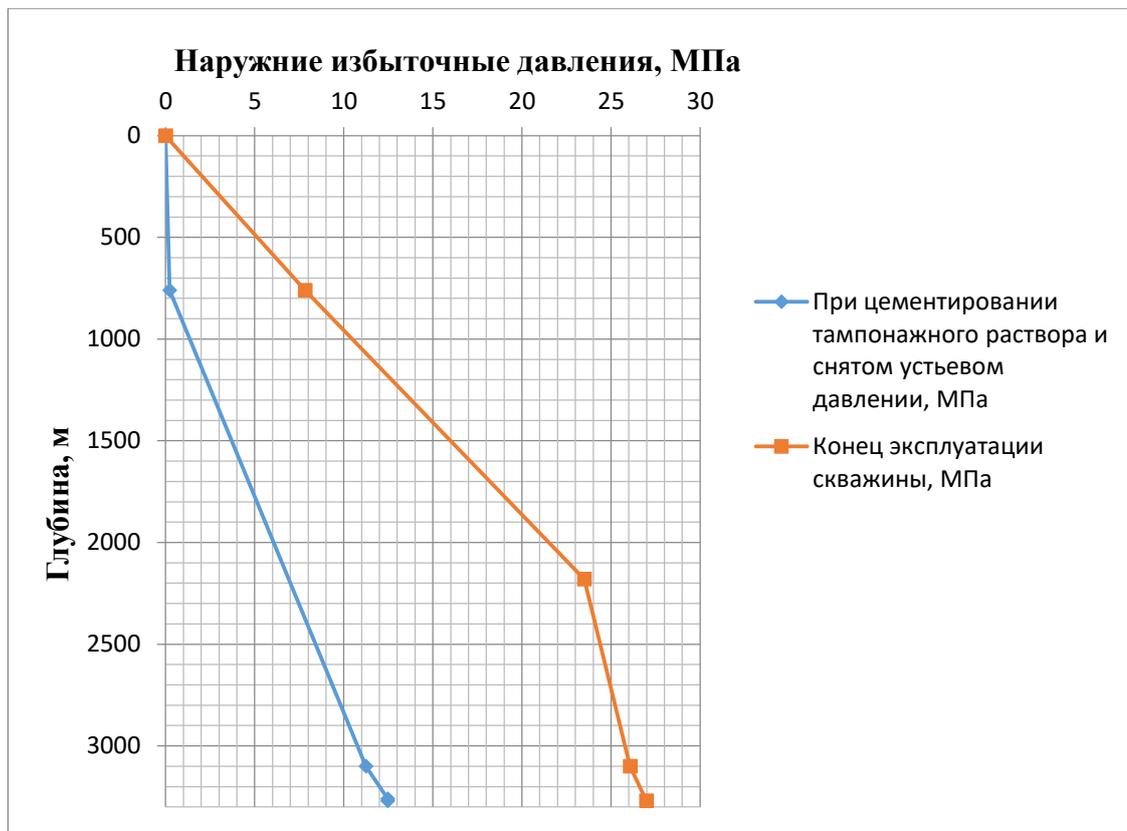


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

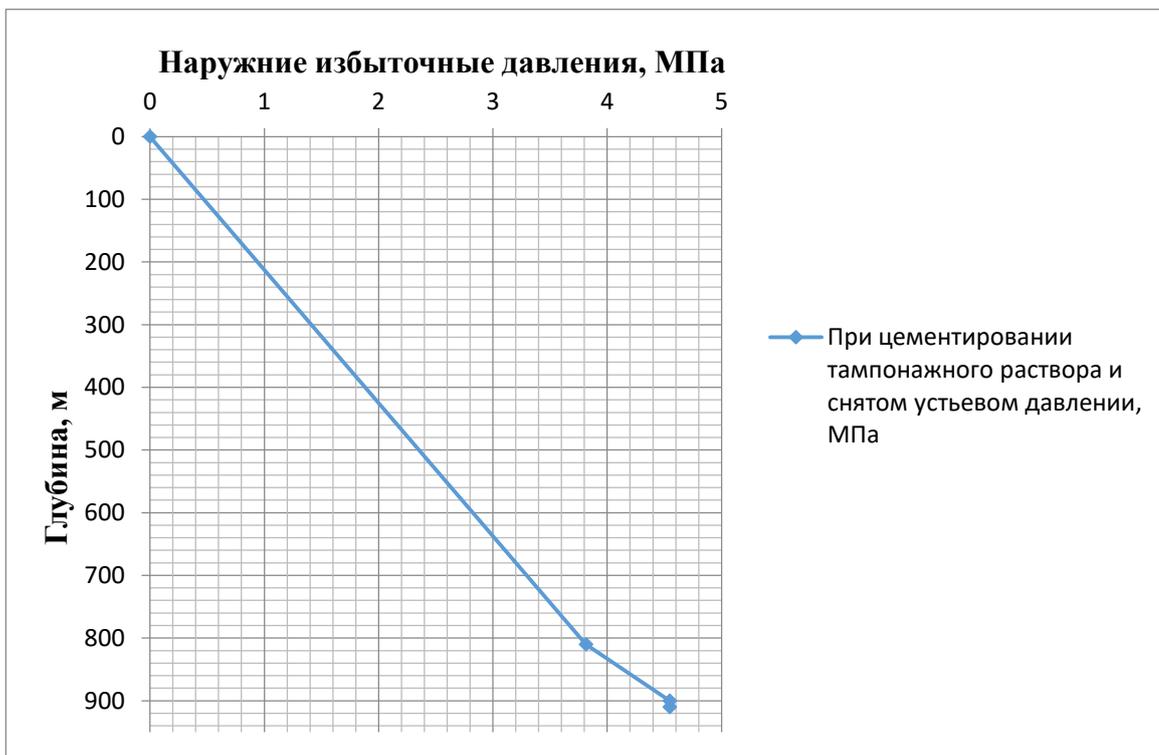


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

### 2.3.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

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

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

На рисунках 2.4 и 2.5 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонн и кондуктора соответственно.

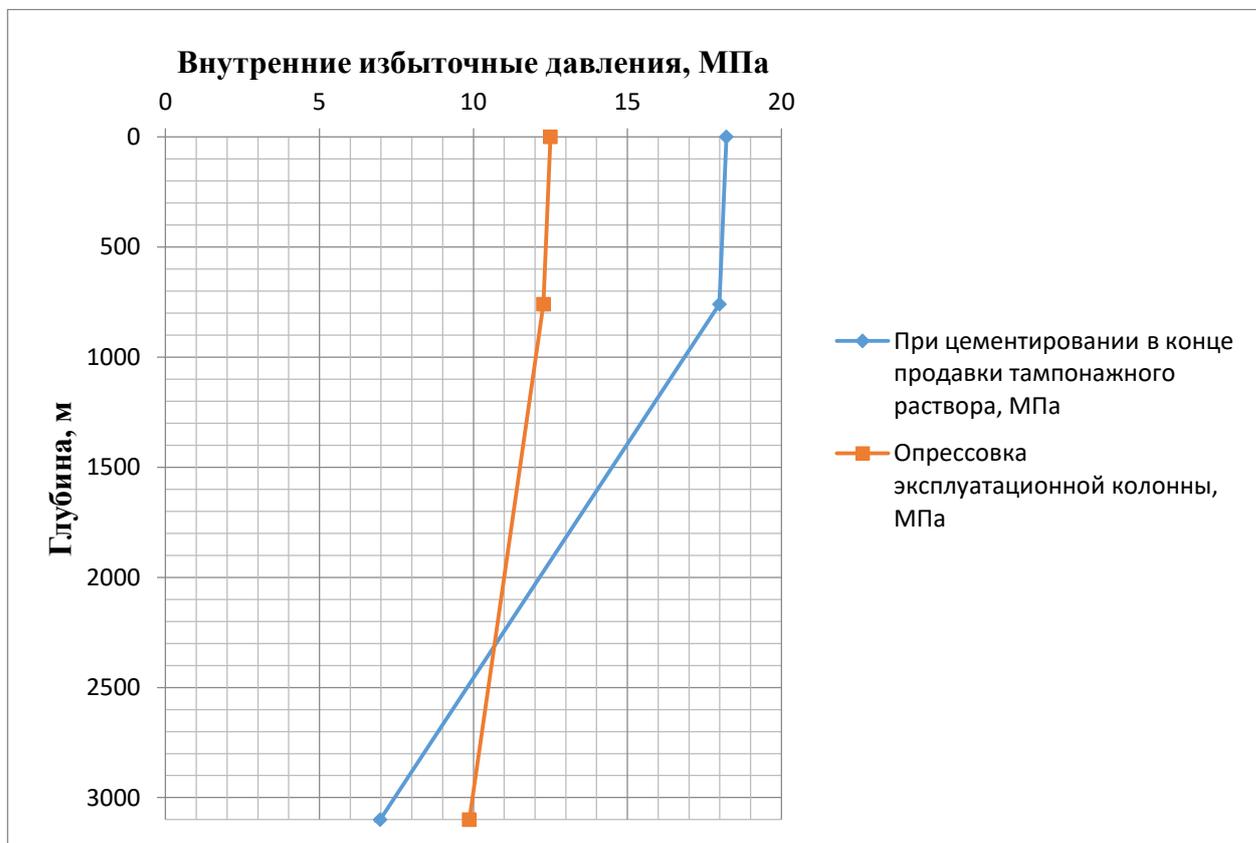


Рисунок 2.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

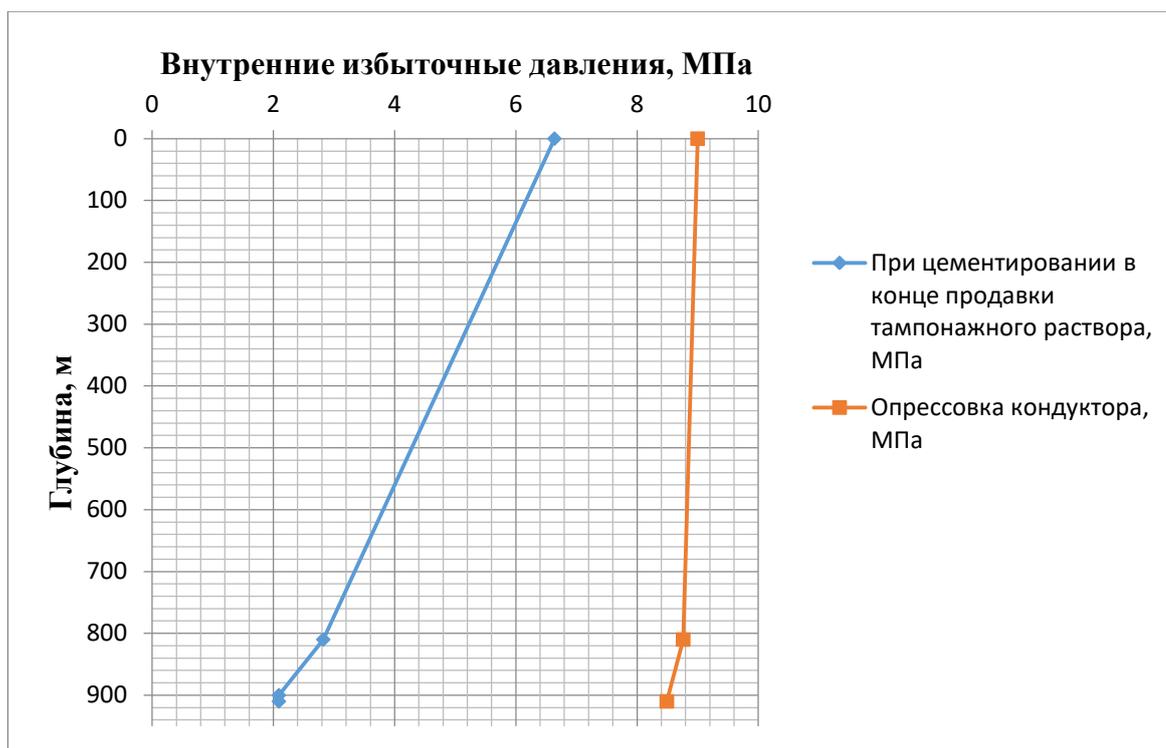


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

### 2.3.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТМ	Д	8,5	40	68,30	2680	2680	0-40
Кондуктор								
1	ОТМ	Д	7,9	910	47,91	42770	42770	0-910
Эксплуатационная колонна								
1	ОТМ	Д	9,5	120	32,72	3852	87327	3150-3270
2	ОТМ	Д	7,7	3150	27,01	83475		0-3150

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D <sub>усл</sub>	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	3270	3270	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	3260	3260	1	1
	ЦПЦ-146/190 («НефтьКам»)	0	910	21	87
		910	3200	60	
		3200	3240	4	
	3240	3270	2		
ЦТ 146/190	3200	3240	6	6	
Эксплуатационная, 146 мм	ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	3260	3260	1	1
	ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	3260	3260	1	1
Кондуктор, 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	910	910	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	900	900	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	40	4	29
		40	910	25	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	900	900	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	30	30	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	30	3	3
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	30	30	1	1

### 2.3.4 Проектирование процессов цементирования скважины

#### 2.3.4.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

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

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

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

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

Поскольку  $49,6 \leq 49,7$  условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

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

Результаты расчётов представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объёмов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объём жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объём воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	4,624	1050	0,92	МБП-СМ	65
			3,70	МБП-МВ	56
Продавочная жидкость	44,8	1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	29,4	1500	26,75	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	20643
				НТФ	12,05
Нормальной плотности тампонажный раствор	2,26	1850	1,33	ПЦТ-II-150	3080
				НТФ	0,93

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

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

- для облегчённого тампонажного раствора – ПЦТ-III-Об(4-6)-100;
- для тампонажного раствора нормальной плотности – ПЦТ-II-150.

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

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

Для цемента нормальной плотности равна 3,08 т. Для облегченного равна 20,643 т.

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

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

Для цемента нормальной плотности равна 1,33 м<sup>3</sup>. Для облегченного равна 26,75 м<sup>3</sup>. Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м<sup>3</sup>.

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

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

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320, в качестве цементосмесительной машины – УС6-30, в качестве осреднительной установки – УСО-20.

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6.$$

– для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности равна 0,24, поэтому необходима 1 машина УС6-30.

– для приготовления, облегченного тампонажного раствора равна 2,06 поэтому, необходимо 3 машины УС6-30.

На рисунке 2.6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

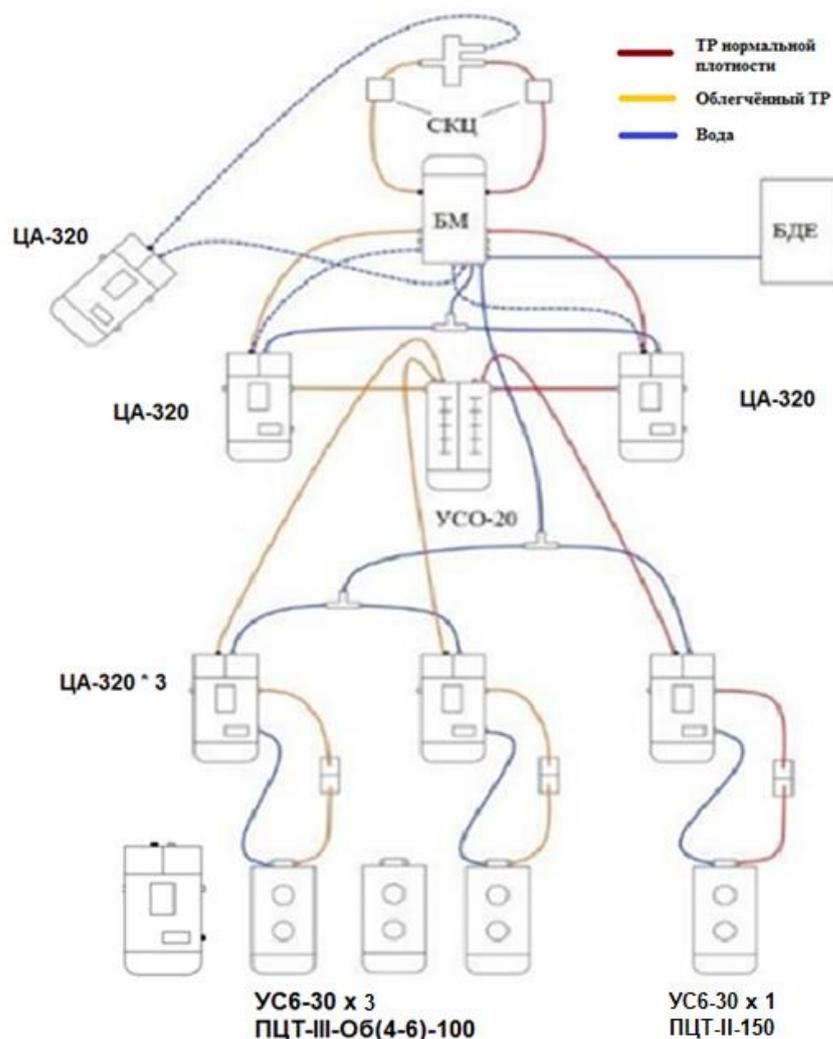


Рисунок 2.6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

### 2.3.5 Проектирование процессов испытания скважин

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

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;

- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

### 2.3.5.1 Выбор жидкости глушения

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

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81} = 1070 \text{ кг/м}^3, \quad (2)$$

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

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

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

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

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

$$V_{\text{ж.г.}} = 2V_{\text{внЭК}} = 2 * 43,76 = 87,52 \text{ м}^3, \quad (3)$$

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

### 2.3.5.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

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

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

В таблицу 2.22 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 2.22 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
40	НКТ	Кумулятивная	ПКТ105Н («ВНИПИ Взрыв геофизика»)	20	1 (Максимальная длина перфоратора 150 м при спуске на НКТ)

### 2.3.5.3 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ);
- аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

#### **2.3.5.4 Выбор типа фонтанной арматуры**

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х14.



### **3. СКВАЖИННЫЕ ПЕРФОРАТОРЫ ДЛЯ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ОБСАДНЫХ КОЛОНН**

По окончании бурения нефтяной или газовой скважины стенки ее закрепляют обсадными трубами; в интервалах залегания продуктивных (нефтегазоносных) и водоносных пластов колонну цементируют. При этом нефтеносные и газоносные пласты оказываются перекрытыми обсадными трубами и цементным кольцом, и приток жидкости в такую скважину невозможен, пока не будут созданы условия для сообщения продуктивного пласта со скважиной. Для создания возможности притока нефти и газа из пласта в обсадной колонне и окружающем ее цементном кольце против нефтеносного (газоносного) пласта создают ряд каналов (отверстий), обеспечивающих сообщение между пластом и скважиной: по этим каналам нефть и газ поступают в скважину.

Как правило, отверстия в колонне и цементном кольце создают путем прострела. Этот процесс называют перфорацией колонны, а аппараты, при помощи которых производится прострел, перфораторами. Их спускают в скважину на каротажном кабеле. Первичным вскрытием называется разбуривание продуктивного пласта, а к вторичной работе относится перфорация. Первичное вскрытие считается первой частью работ по завершению, и они проводятся в самом пласте. Качество действий определяет степень загрязненности раствора и самого пласта, что напрямую отражается на проницаемости, поэтому крайне важно подобрать правильную технологию для конкретных условий. Всего выделяют три класса для первичного пластового вскрытия:

– технологии, которые используются при давлении депрессивного типа в стволе скважины. Они относятся к 1 классу, и согласно им, для промывки используются насыщенные газом или прошедшие аэрацию жидкости.

- 2 класс – технологии, которые применяются, если пластовое и скважинное давление равны.

- 3 класс – репрессивное давление (показатель в скважине больше, чем в пластах).

Технологии 3 класса известны в мировой практике больше всего.

После первичного вскрытия в ствол опускаются трубы НКТ, после чего делается цементирование: это также перекрывает пласт с высоким нефтесодержанием, что вынуждает повторно вскрывать его. Эти работы, известные как вторичное вскрытие, делаются при помощи перфорирования: это процедура создания специальных отверстий в колонне, цементной основе и пластовой породе, чтобы усилить гидродинамические связующие цепи между стволом и породой. Сегодня перфорирование делается разными методами; применяются устройства механического типа и взрывные виды.

В ходе перфорирования крайне важны следующие факторы:

- гидродинамические показатели для скважины;
- высокая прочность и надежная фиксация ствола;
- минимальные затраты сил и времени.

В данной работе мы будем рассматривать именно перфораторы для вскрытия продуктивного пласта, постараемся рассмотреть все типы скважинных перфораторов их модельный ряд, преимущества и выделенные особенности, а также список производителей.

### **3.1 Способы перфорации**

Перфорацию применяют также для вскрытия заводняемых пластов в нагнетательных скважинах, для проведения изоляционных работ и после них: при переходе на другие горизонты т. д.

Существуют четыре способа перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;

- пескоструйная.

Первые три способа осуществляются на промыслах геофизическими партиями с помощью оборудования, приборов и аппаратуры, имеющихся в их распоряжении. Пескоструйная перфорация осуществляется техническими средствами и службами нефтяных промыслов.

В данной работе мы не будем рассматривать гидropескоструйную перфорацию так как она не относится именно к перфораторам.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород:

- в твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию;
- в менее плотных и малопроницаемых породах – снарядную;
- в рыхлых породах и слабо сцементированных песчаниках – пулевую.

## **3.2 Виды перфораторов**

### **3.2.1 Пулевая перфорация**

В этом случае в скважину на электрическом кабеле спускают стреляющий аппарат, состоящий из нескольких (8-10) камер-стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм. Камеры заряжаются взрывчатым веществом (ВВ) и детонаторами. При подаче электрического импульса пули пробивают колонну, цемент и внедряются в породу, образуя канал для движения жидкости и газа из пласта в скважину.

Пулевые перфораторы разделены на два вида:

- с горизонтальными стволами, когда длина стволов мала и ограничена радиальными габаритами перфоратора;
- с вертикальными стволами с отклонителями пуль на концах для придания их полету направления, близкого к перпендикулярному по отношению к оси скважины.

Перфоратор с горизонтальными стволами собирается из нескольких секций, вдоль которых просверлены два или четыре вертикальных канала, камеры с ВВ. Стволы камер заряжены пулями и закрыты герметизирующими прокладками. Верхняя секция имеет два запальных устройства.

При подаче по кабелю тока, срабатывает первое запальное устройство, и детонация распространяется по вертикальному каналу на все камеры, пересекаемые этим каналом. В результате почти мгновенного сгорания ВВ давление газов в камере достигает 2000 МПа, после чего пуля выбрасывается. Происходит почти одновременный выстрел из половины всех стволов.

При необходимости удвоить число прострелов по второй жиле кабеля подается второй импульс. В этом случае срабатывает вторая половина стволов от второго запального устройства. В перфораторе масса заряда ВВ одной камеры незначительна (равна 4-5 г), поэтому пробивная способность его невелика. Длина образующихся перфорационных каналов составляет 65-145 мм (в зависимости от свойств породы и типа перфоратора), диаметр канала- 12,5 мм.

На рисунке 3.1 представлена конструкция пулевого перфоратора. Он состоит из ряда пороховых камер 1 с двумя торцевыми пороховыми зарядами 2 и размещенными между ними запальным устройством, состоящим из огнепроводного канала 3 с зарядной камерой под воспламенительный заряд 4, электровоспламенителя 5, опорного диска 6, герметизирующей пробки 7. К пороховой камере подсоединены пулевые секции 8 с двумя стволами, направленными навстречу друг другу с размещенными в них пулями 9, дульная часть пулевых секций сближена по вертикали и снабжена узлом герметизации, состоящем из опорного диска 10 с резиновой пробкой 11, и двумя поворотными пазами, ориентированными в одну сторону 12 или противоположные - 13. Сборка заканчивается головной секцией 15 и концевой секцией 151. Все секции снабжены продольными пазами 16 для прокладки боевой электрической цепи к электровоспламенителям. Для герметизации стволов предусмотрены резиновые кольца 14.

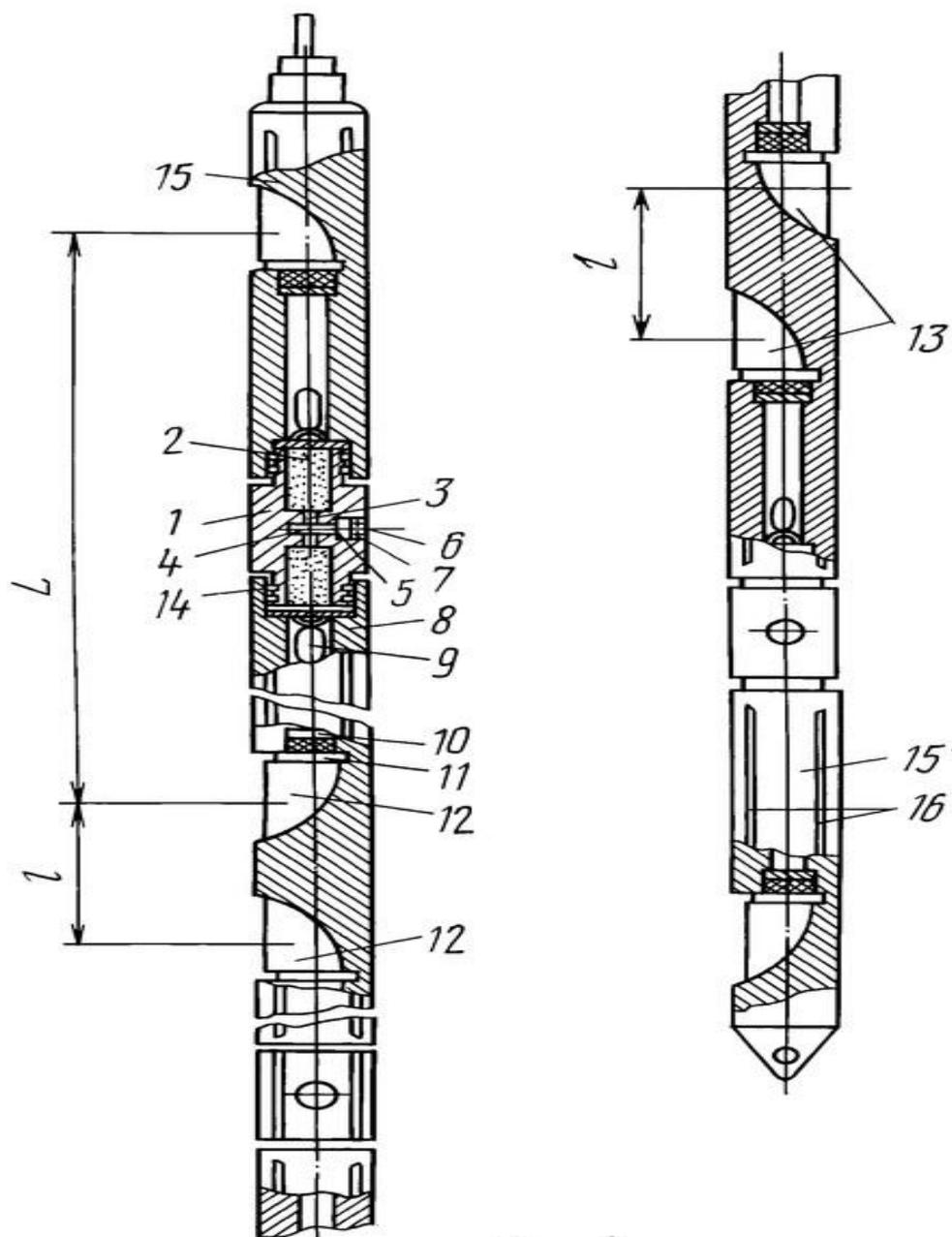


Рисунок 3.1 – Конструкция пулевого перфоратора

Устройство работает следующим образом. При подаче импульса по электропроводам, уложенных в пазах 16, на воспламенитель 5 или группу воспламенителей, инициируется заряд воспламенителя 4 и горячие газы по огнепроводным каналам 3 достигают пороховых зарядов в пороховых камерах 2. Происходит выстрел двумя пулями одновременно или залп из нескольких парных стволов в зависимости от схемы подсоединения электровоспламенителей в цепи.

### 3.2.2 Торпедная перфорация

Осуществляется аппаратами, спускаемыми на кабеле, и отличается от пулевой перфорации тем, что для выстрела используют разрывной снаряд, снабженный взрывателем замедленного действия. Масса внутреннего заряда ВВ одного снаряда равна 5 г. Аппарат состоит из секций, в каждой из которых имеется по два горизонтальных ствола. Снаряд снабжен детонатором накального типа. При остановке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда, в результате чего происходит растрескивание окружающей породы. Масса ВВ одной камеры- 27 г. Глубина каналов по результатам испытаний составляет 100-160 мм, диаметр канала - 22 мм. На 1 м длины фильтра обычно пробивают не более четырех отверстий, так как при торпедной перфорации нередки случаи разрушения обсадных колонн.

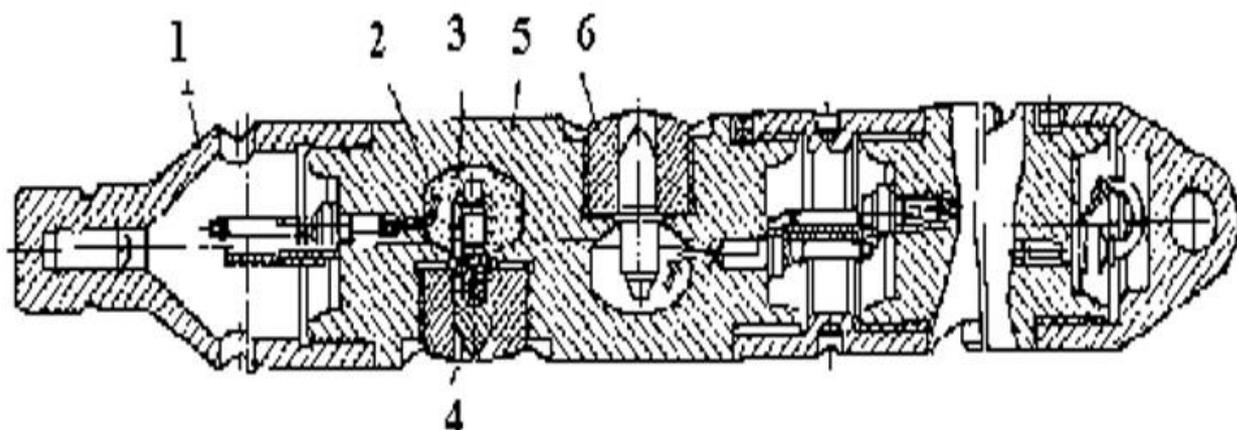


Рисунок 3.2 - Конструкция торпедного перфоратора, где 1 – головка; 2 – электровоспламенитель; 3 – пороховая камера; 4 – снаряд; 5 – корпус секции; 6 – ствол

Торпедная перфорация по принципу осуществления аналогична пулевой, только увеличен вес заряда с 4...5 г. до 27 г. и в перфораторе - применены горизонтальные стволы. Диаметр отверстий – 22 – 32 мм, глубина - 100...160 мм, на 1 м толщины пласта выполняется до четырех отверстий. Снаряд проникает на определенную глубину, взрывается, создавая при этом каверны и разветвленную систему трещин, что позволяет увеличить зону дренажа пластового флюида.

### 3.2.3 Кумулятивная перфорация

Осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов. Прострел преграды достигается за счет сфокусированного взрыва. Такая фокусировка обусловлена конической формой поверхности заряда ВВ, облицованной тонким металлическим покрытием (листовой медью толщиной 0,6 мм). Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов - продуктов облицовки пробивает канал. Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6-8 км/с и создает давление на преграду (0,15- 0,3) 106 МПа. При выстреле в преграде образуется узкий перфорационный канал глубиной до 350 мм и диаметром в средней части 8-14 мм. Размеры каналов зависят от прочности породы и типа перфоратора. Кумулятивные перфораторы разделяются на:

- корпусные;
- бескорпусные.

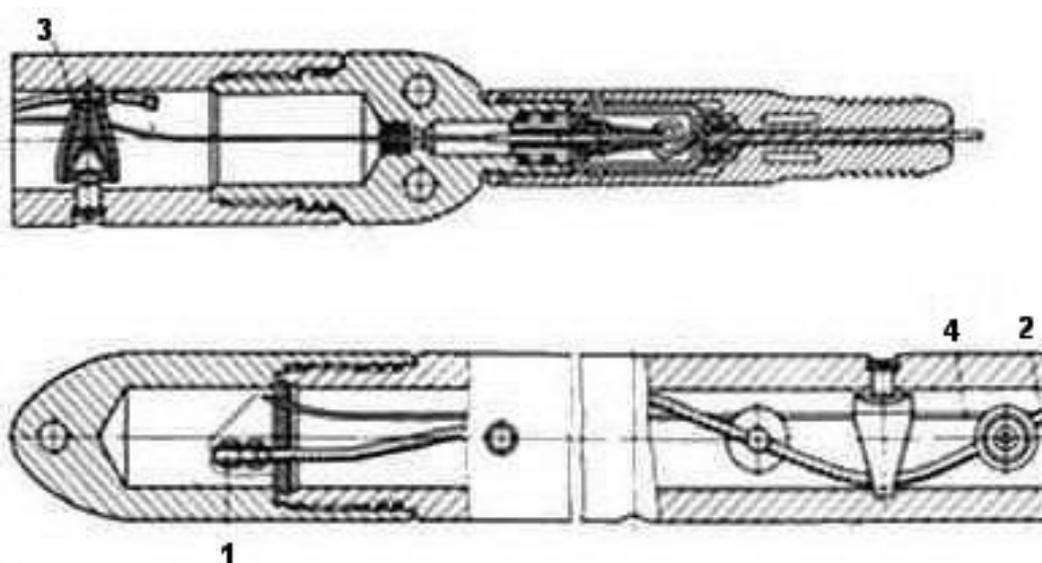


Рисунок 3.3 – Устройство корпусного кумулятивного перфоратора ПК-105ДУ: 1) - взрывной патрон; 2) - детонирующий шнур; 3) - кумулятивный заряд; 4) – электропровод

Корпусные перфораторы после их перезаряда используются многократно. Бескорпусные - одноразового действия. Перфораторы спускают на кабеле (имеются малогабаритные перфораторы, спускаемые через НКТ), а также на насосно-компрессорных трубах. В последнем случае инициирование

взрыва производится не электрическим импульсом, а сбрасыванием в НКТ резинового шара, действующего как поршень на взрывное устройство. Масса ВВ одного кумулятивного заряда (в зависимости от типа перфоратора) 25-50 г.

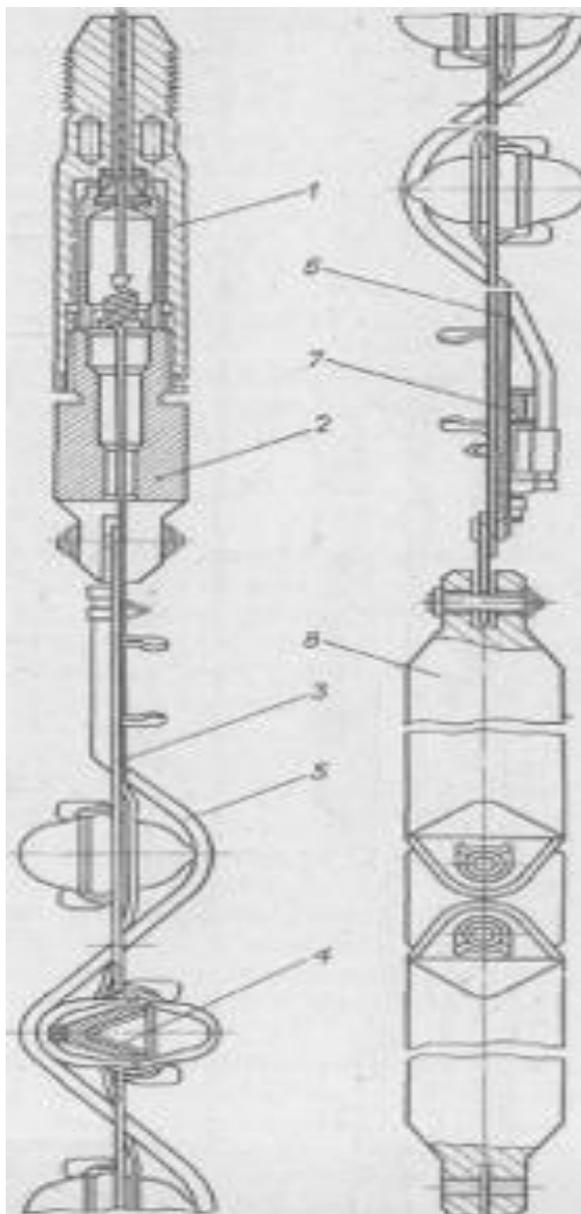


Рисунок 3.4 – Бескорпусный (ленточный) кумулятивный перфоратор: 1 - кабельный наконечник; 2 - головка перфоратора; 3 - стальная монтажная лента; 4 - кумулятивный заряд; 5 - детонирующий шнур; 6 - электроввод; 7 - взрывной патрон; 8 - груз

Максимальная толщина вскрываемого интервала:

- кумулятивным перфоратором достигает - 30 м;
- торпедным - 1 м;
- пулевым - до 2,5 м.

Это - одна из причин широкого распространения кумулятивных перфораторов.

Ленточные перфораторы намного легче корпусных, однако, их применение ограничено давлением и температурой на забое скважины, так как их взрывной патрон и детонирующий шнур находятся в непосредственном контакте со скважинной жидкостью. В таких перфораторах заряды смонтированы в стеклянных (или из другого материала) герметичных чашках, которые размещены в отверстиях длинной стальной ленты с грузом на конце. Вся гирлянда спускается на кабеле. Обычно при залпе лента полностью не разрушается, но для повторного использования ее не применяют. Головку, груз, ленту после отстрела извлекают на поверхность вместе с кабелем. К недостаткам бескорпусных перфораторов относится невозможность контроля числа отказов, тогда как в корпусной такой контроль легко осуществим при осмотре извлеченного из скважины корпуса.

Кумулятивные перфораторы наиболее распространены. Подбирая необходимые ВВ, можно в широких диапазонах регулировать их термостойкость и чувствительность к давлению и этим самым расширить возможности перфорации в скважинах с аномально высокими температурами и давлениями.

### **3.3 Производители скважинных перфораторов**

#### **3.3.1 Перфорационные системы «Шлюмберже»**

Широкомасштабное производство Перфорационных систем «Шлюмберже» в России началось в 2003 г. и сегодня представлено двумя производственными площадками:

- ЗАО «Ойлфилд Продакшн Сервисез» в Стерлитамаке (Республика Башкортостан);
- «Технологическая компания «Шлюмберже» в Тюмени.

В основу российского производства перфорационных систем были заложены передовые западные технологии и российские разработки. Детальное изучение потребностей отечественного нефтегазового рынка специалистами компании «Шлюмберже» позволило разработать продуктовую линейку, оптимально приспособленную для российских условий.

На сегодняшний день линейка продукции включает в себя 6 типоразмеров перфорационных систем и 36 видов зарядов и является самой широкой, по количеству зарядов, среди производителей перфорационных систем в России.

Один из наиболее востребованных продуктов в этой линейке – кумулятивные заряды серии «Мега-П» – был выведен на рынок в 2010 г. В его основе группа зарядов PowerJet Omega, уже несколько лет пользующаяся успехом на мировом нефтепромысловом рынке. Серия «Мега-П» соответствует тем же параметрам, что и зарубежный аналог, при этом почти полностью состоит из российских компонентов.

Рекорды-1 634 мм – длина перфорационного канала, зафиксированная при API испытаниях кумулятивных зарядов 4505 PowerJet Omega, НМХ.

Согласно базе данных API, это рекордная длина перфорационного канала зарядов, выпускаемых сегодня на территории РФ.

Ассортимент продукции, выпускаемой заводами, постоянно расширяется в соответствии с требованиями рынка. В 2013 г. российская линейка пополнилась серией облегченного перфоратора под названием Light. Его особенность заключается в наличии облегченного корпуса перфоратора для эксплуатации в определенных скважинных условиях.

Еще одна новинка в линейке – перфорационная система с полимерным каркасом. В ней металлический каркас заменен на специально разработанную полимерную конструкцию. Благодаря этому новшеству удастся уменьшить общий вес системы, упростить ее сборку, оптимизировать стоимость, при этом сохранив высокие параметры надежности и безотказности перфорационного оборудования.

Производимые на российских производственных площадках «Шлюмберже» перфорационные системы также продаются на зарубежных рынках. Продукция уже не первый год экспортируется в Казахстан, Азербайджан и Туркменистан.

### 3.3.2 ЗАО БВТ (БашВзрывТехнологии)

Единственный российский производитель перфорационных систем, сертифицированный по API Q1. Производит кумулятивные заряды.



Рисунок 3.5 – Кумулятивные заряды

БВТ разрабатывает и производит кумулятивные заряды для вскрытия продуктивных пластов в нефтяных и газовых скважинах.

Разработана и запатентована собственная технология изготовления кумулятивных зарядов с малой фугасностью, позволяющая значительно увеличить коэффициент полезного действия используемого взрывчатого вещества, и запущены в серию кумулятивные заряды с глубоким проникновением в продуктивный пласт.

Для изготовления зарядов типа ГП используется взрывчатое вещество «Композит-П», разработанное Научно-Конструкторским Центром ЗАО «БВТ». Использование данного однородного, хорошо сыпучего вещества, гарантирует получение однородно спрессованного по всему корпусу заряда продукта, что значительно повышает стабильность результатов работы КЗ.

Для проведения Гидравлического Разрыва Пласта (ГРП), с целью повышения нефтеотдачи пластов, разработан ряд зарядов с большим диаметром

входного отверстия, по техническим характеристикам, не уступающим лучшим зарубежным аналогам.

При производстве перед наполнением кумулятивного заряда взрывчатым веществом (ВВ) определяются реологические и механические свойства ВВ (прессуемость, насыпная плотность и т.д.). Разработанная в БВТ методика определения насыпной плотности по косвенным показателям дает возможность использовать ВВ с оптимальными техническими характеристиками для каждого типа заряда. Линия изготовления кумулятивных зарядов сертифицирована, имеется соответствующий патент. Возможно изготовление зарядов как с применением продукта RDX (термостойкость 150<sup>0</sup>С), так и НМХ (термостойкость 200<sup>0</sup>С в течение 1 часа).

Модельный ряд кумулятивных зарядов представлены в таблицах 3.1 – 3.6.

Таблица 3.1 - ЗПК 50-АТ-М

Характеристики		ЗПК 50-АТ-М-03	ЗПК 50-АТ-М-10
Тип заряда		ГП	БО
Масса ВВ, гр		5,5	6,5
СС-05	Средний диаметр входного отверстия, мм	7,4	13,4
	Среднее значение глубины пробития, приведенное к бетонной мишени, мм	813,8	308,2
АРІ RР 19В	Средний диаметр входного отверстия, мм	5,56	12,27
	Среднее значение глубины пробития, приведенное к бетонной мишени, мм	608,0	154,0
Максимально допустимая температура, °С		150/200	
Наружный диаметр/высота, мм		28/32	

Таблица 3.2 – ЗПК 63-АТ-М

Характеристики	ЗПК 63-АТ-М-03	ЗПК 63-АТ-М-04	ЗПК 63-АТ-М-10
Тип заряда	ГП	ГП	БО

Масса ВВ, гр		11,5	11,5	14,0
СС-05	Средний диаметр входного отверстия, мм	10,0	8,6	20,8
	Среднее значение глубины пробития, приведенное к бетонной мишени, мм	686,3	801,8	341,5

Продолжение таблицы 3.2

API RP 19B	Средний диаметр входного отверстия, мм	7,97	7,69	19,93
	Среднее значение глубины пробития, приведенное к бетонной мишени, мм	636,0	753,0	249,0
Максимальная температура, °С		150/200		
Наружный диаметр/высота, мм		38/39		

Таблица 3.3 – ЗПК 73-АТ-М

Характеристики		ЗПК 73-АТ-М-01	ЗПК 73-АТ-М-02	ЗПК 73-АТ-М-04
Тип заряда		ГП	БО	ГП
Масса ВВ, гр		16,0	19,0	19,0
СС-05	Средний диаметр входного отверстия, мм	10,3	23,1	11,2
	Среднее значение глубины пробития, приведенное к бетонной мишени, мм	820,0	422,7	859,6
API RP 19B	Средний диаметр входного отверстия, мм		20,83	9,43
	Среднее значение глубины пробития, приведенное к бетонной мишени, мм		319,0	785,0
Максимальная температура, °С		150/200		
Наружный диаметр/высота, мм		44/49		

Таблица 3.4 – ЗПК 89-АТ-М

Характеристики		ЗПК 89-АТ-М-01	ЗПК 89-АТ-М-03	ЗПК 89-АТ-М-04	ЗПК 89-АТ-М-09	ЗПК 89-АТ-М-10	ЗПК 89-АТ-М-11
Тип заряда		ГП	ГП	ГП	БО	БО	БО
Масса ВВ, гр		31,7	27,5	27,5	27,2	22,5	27,7
СС-05	Средний диаметр входного отверстия, мм	16,1	12,1	10,9	21,5	25,2	26,0

	Среднее значение глубины пробития, приведенное к бетонной мишени, мм	713,8	959,4	1189,6	458,1	369,5	320,3
API RP 19 B	Средний диаметр входного отверстия, мм		11,07	9,79	18,69	23,42	23,5
	Среднее значение глубины пробития, приведенное к бетонной мишени, мм		1025,0	1284,0	356,8	262,0	150,9

Продолжение таблицы 3.4

Максимальная температура, °C	150/200
Наружный диаметр/высота, мм	47/59

Таблица 3.5 – ЗПК 102-АТ-М

Характеристики		ЗПК 102-АТ-М-03	ЗПК 102-АТ-М-04	ЗПК 102-АТ-09	ЗПК 102-АТ-10
Тип заряда		ГП	ГП	БО	БО
Масса ВВ, гр		28,0	28,0	27,2	27,5
СС-05	Средний диаметр входного отверстия, мм	12,1	11,7	22,4	24,7
	Среднее значение глубины пробития, приведенное к бетонной мишени, мм	1350,0	1473,9	447,5	364,6
API RP 19B	Средний диаметр входного отверстия, мм	12,28	9,7	18,93	22,35
	Среднее значение глубины пробития, приведенное к бетонной мишени, мм	1245,0	1400,0	365,9	175,0
Максимальная температура, °C		150/200			
Наружный диаметр/высота, мм		48/59			

Таблица 3.6 – ЗПК 114-АТ-М

Характеристики		ЗПК 114 АТ-М-03	ЗПК 114 АТ-М-04	ЗПК 114 АТ-М-09	ЗПК 114 АТ-М-10
Тип заряда		ГП	ГП	БО	БО
Масса ВВ, гр		32,5	32,7	27,2	27,7
СС-05	Средний диаметр входного отверстия, мм	12,1	11,4	19,7	СС-05
	Средняя глубина канала по бетону, мм	1427,1	1647,9	442,9	

API RP 19B	Средний диаметр входного отверстия, мм	12,5	10,78		23,92
	Средняя глубина канала, мм	1348,0	1620,0		189,0
Максимальная температура, °С		150/200			
Наружный диаметр/высота, мм		52/59			

На рисунке 3.6 приведены перфорационные системы ПКО.

## ПЕРФОРАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ПКО

Перфоратор кумулятивный корпусной однократного применения	Возможность спуска	Рекомендуется к применению в обсадных трубах диаметром, мм
<b>ПКО 50-АТ</b>		89
<b>ПКО 63-АТ</b>		102
<b>ПКО 73-АТ</b>	на кабеле, НКТ, ГНКТ	114
<b>ПКО 89-АТ</b>		140, 146
<b>ПКО 102-АТ</b>		146, 168
<b>ПКО 114-АТ</b>		168, 178

### Особенности и преимущества

ПКО 50-АТ	ПКО 63-АТ	ПКО 73-АТ	ПКО 89-АТ	ПКО 102-АТ	ПКО 114-АТ
<ul style="list-style-type: none"> <li>удобство снаряжения и сборки перфоратора;</li> <li>возможность комбинированного снаряжения зарядами с различными характеристиками пробития;</li> <li>возможность многокорпусной сборки при спуске на кабеле с установкой электродетонатора «вниз» перфоратора;</li> <li>отсутствие засорения скважины осколками зарядов и перфоратора;</li> <li>надежность;</li> <li>безаварийность;</li> </ul>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>возможность использования в газовой среде</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>возможность установки центраторов</li> </ul>		

### Технические характеристики перфосистем

Технические характеристики перфосистем	ПКО 50-АТ	ПКО 63-АТ	ПКО 73-АТ	ПКО 89-АТ	ПКО 102-АТ	ПКО 114-АТ
Наружный диаметр, мм	53	63,5	76,5	89	102	114
Фазировка, ° *	60	60	60	60	60	60
Плотность перфорации, отв./м **	12, 16, 20	12, 16, 20	10, 20	10, 20	20	20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	80/103,5	80/103,5	80/103,5	80/103,5	80/103,5	80/103,5
	150 ***	130 ***	130 ***	130 ***	120 ***	110 ***
Максимально допустимая температура, °С ***	150/200					
Длина корпусов, м ****	1/2/3/4/5/6					

\* - возможна фазировка 0°, 45°, 90°, 180° по требованию заказчика; \*\* - возможна другая плотность по требованию заказчика; \*\*\*- исполнение ВД по спецзаказу с поставкой высокотемпературных ЗПК; \*\*\*\* - возможны другие длины корпусов по требованию заказчика.



Возможна комплектация переходниками на роликах, обеспечивающими уменьшение трения перфорационной системы при спуско-подъемных операциях.

Рисунок 3.6 – Перфорационные системы ПКО

### 3.3.3 ПромПерфоратор

Еще один Российский производитель перфорационных систем и их комплектующих на порядок ниже чем его предшественники, но все же имеет право присутствовать на рынке.

«Промперфоратор» – производство перфорационных систем, кумулятивных зарядов и взрывчатых веществ промышленного назначения.

Производственное предприятие «Промперфоратор» основано в 2002 году. Основным направлением деятельности нашей компании является производство и реализация взрывчатых веществ, промышленных кумулятивных зарядов, детонирующих шнуров, перфорационных систем, электродетонаторов, применяемых в нефтяной и газовой промышленности при прострелочно-взрывных работах. Кроме этого, ООО «Промперфоратор» оказывает услуги по перевозке опасных грузов до места назначения. Перевозка опасных грузов, например, взрывчатых веществ (электродетонаторы, кумулятивные заряды), требует особых условий транспортировки. Специально подготовленный и ответственный персонал, надежные транспортные средства и большой опыт работы позволяют нам выполнять перевозку опасных грузов на высоком уровне и в кратчайшие сроки. Также к реализации предлагается весь спектр продукции, необходимой для заканчивания скважин:

- линейка перфорационных систем всех основных типоразмеров для спуска в скважину, как на геофизическом кабеле, так и на НКТ;
- линейка аппаратов комплексного воздействия на продуктивный пласт;
- малогабаритная разрушающаяся перфосистема для спуска через НКТ;
- генераторы давления;
- средства инициирования, к которым относятся электродетонаторы, воспламенители, взрывные патроны, ударные детонаторы;
- детонирующие шнуры;

- передаточные заряды;
- взрывные пакеры (пробки);
- кумулятивные труборезы;
- кумулятивные заряды;
- иницирующие головки, переходники различного назначения и т. д.

Компания ООО «Промперфоратор» имеет все необходимые лицензии и разрешения для осуществления деятельности по производству, распространению, хранению и применению взрывчатых веществ, а также на перевозку опасных грузов промышленного назначения. Вся производимая и реализуемая предприятием продукция имеет разрешение Ростехнадзора на постоянное применение, а также сертификаты соответствия. Кумулятивные заряды ООО «Промперфоратор» прошли сертификационные испытания по международной методике API RP 19B в составе перфораторов, утвержденной American Petroleum Institute (Американский Институт Нефти). Основной задачей испытаний кумулятивных зарядов является выявление фактических показателей тестируемых изделий.

В настоящий момент в распоряжении нашего предприятия находятся:

- производственные мощности рассчитаны на изготовление 300 000 кумулятивных зарядов в месяц;
- три склада для хранения промышленных взрывчатых веществ;
- сеть складов ответственного хранения;
- собственный автотранспорт для перевозки опасных грузов.

Предприятие обладает высококвалифицированным персоналом, способным найти решение многих задач, поставленных перед геофизическим сервисом в области вторичного вскрытия пластов и интенсификации скважин. Наши специалисты могут предложить Вам необходимые перфорационные решения при сложном заканчивании скважин. При необходимости, наши супервайзеры выезжают непосредственно на место работ и проводят

консультации по использованию перфорационных систем на объектах проведения ПВР.

По модельному ряду у этого производителя намного меньше модельного ряда по сравнению с его предшественниками, которые представлены на рисунке 3.7.



## Сводная таблица перфорационных систем Скорпион

Наименование перфоратора	Наружный диаметр, мм	Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	Тип заряда	Наименование кумулятивного заряда	Вес ВВ одного заряда, г.	Максимальная температура применения, град.	Максимальное давление применения, МПа	Плотность перфорации отв/м	Фазировка, град.	Средние параметры пробивной способности заряда, мм						
										Показатели по комбинированной мишени МНЗ ТУ 4316021110290242011		Показатели по ССО5		Показатели API19B		
										Глубина пробития	Диаметр входного пробития	Глубина пробития по стали	Глубина пробития приведенная к пробитию по бетону	Диаметр входного отверстия	Глубина пробития	Диаметр входного отверстия
Скорпион 73	73	88	ГП	Скорпион ПП20ГП	20	170	80 (130-150*)	20	60	700	11	139,4	696,9	10,1		
			СП	Скорпион ПП20СП						950	10	212,7	935,9	11,4	980	9,1
			БО	Скорпион ПП20БО						380	17,5	95,3	471,9	15,4		
			СВО	Скорпион ПП20СВО						210	21,5	105,7	232,6	21,1	216	21,24
Скорпион 89	89	115	ГП	Скорпион ПП25ГП	25	170	80 (130-150*)	20	60	1000	11	170	855	9,7	1073	8,84
			СП	Скорпион ПП25СП						1200	10	228,5	1143,1	9,2	1220	10,67
			БО	Скорпион ПП25БО						380	18	127,1	636,3	19,6		
			СВО	Скорпион ПП25СВО						250	23	144,9	318,8	24,2	188	22,19
			ОП	Скорпион ПП25ОП						600	16	160,3	801,3	16,6	559	16,26
			ГП	Скорпион ПП32ГП						1100	11	250,4	1251,9	10,8	1130	12,8
Скорпион 102	102	127	СП	Скорпион ПП32СП	32	170	80 (130-150*)	20	60	1300	10	263,7	1159,7	12,2		
			ОП	Скорпион ПП32ОП						700	17	153,5	768,1	16,7	672	16,3
			СВО	Скорпион ПП32СВО						210	25	125,7	276,6	25,7	202	24,2
			СП	Скорпион ПП36СП						1600	12	330,5	1454	11,5	1635	12,2
			ОП	Скорпион ПП36ОП						1000	15	189,9	948,8	15,1		
			ГП	Скорпион ПП32ГП						1100	11					
Скорпион 114	114	145	СП	Скорпион ПП32СП	32	170	80 (130-150*)	20	60	1300	10					
			СВО	Скорпион ПП32СВО						210	25					
			СП	Скорпион ПП36СП						1600	12	374,6	1649,9	11,7	1603	10,88
			ОП	Скорпион ПП36ОП						1100	15	204,8	1023,8	14,7		
			ГП	Скорпион ПП32ГП						1100	11					

\* Свыше 80 МПа по индивидуальному заказу.

Рисунок 3.7 – Модельный ряд компании Промперфоратор

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

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

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

ООО «Нафтагаз-Бурение» – буровое предприятие компании «НафтаГаз», выполняющее полный спектр работ по бурению нефтяных и газовых скважин глубиной до 6 500 м всех назначений и любой сложности. Основные регионы присутствия – ЯНАО, ХМАО, Тюменская и Томская области. В 2017 году пробурен первый миллион метров с начала деятельности и более 600 000 метров за календарный год. «НГ-Бурение» имеет развитые производственные мощности и современную технологическую базу в городах Ноябрьске и Муравленко Ямало-Ненецкого автономного округа.

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

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из 10 блоков, которые функционируют под руководством генерального директора:

- Подразделение первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера;
- Подразделение первого заместителя генерального директора по экономике;
- Подразделение главного геолога;
- Подразделение заместителя генерального директора по развитию производства;
- Подразделение заместителя генерального директора по строительству;
- Подразделение заместителя генерального директора по МТО;

- Подразделение заместителя генерального директора по кадровой политике;
- Подразделение заместителя генерального директора по бурению;
- Подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам;
- Подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

Производственный блок сформирован по процессному принципу и состоит из четырех управлений:

- Главное управление добычи нефти и газа;
- Управление по подготовке нефти и газа;
- Управление поддержания пластового давления (ППД);
- Управление эксплуатации трубопроводов.

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

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

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины.

Для расчета нормативной карты выполнения работ по строительству скважины необходимо использовать следующие данные:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;

– нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [5].

Для начала определяется продолжительность вышккомонтажных работ. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

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

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

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на бурение по отдельным нормативным интервалам, определяется по формуле:

$$T_B = T_{Б1} \cdot h, \text{ час}, \quad 4)$$

где:  $T_{Б1}$  – норма времени на бурение одного метра, час;

$h$  – величина нормативного интервала.

Для расчета нормативного времени на СПО необходимо определить количество спускаемых и поднимаемых свече и количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad 5)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad 6)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad 7)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad 8)$$

где:  $N_{СП}$ ,  $N_{ПОД}$  – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$ ,  $T_{ПОД}$  – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{СВ}$  – нормативное время на спуск и подъем одной свечи, час.

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

Рассчитанное время СПО приведено в приложении Д.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [6]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [7].

Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 34,2 часа; на спуско-подъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта – 9,4 часов; на работы по вызову притока флюида – 25,3 часа; на работы по исследованию объектов в скважине – 134,8 часа; на работы по задавке скважины – 2,7 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины – 3,6

часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 250,2 часов или 10,4 суток:

$$\sum T_{\text{исп}} = 34,2 + 9,4 + 25,3 + 134,8 + 2,7 + 3,6 = 210 \text{ ч.}$$

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

#### **4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения**

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (9):

$$V_{\text{м}} = \frac{H}{t_{\text{м}}} = \frac{3270}{118,9} = 27,5 \text{ м/ч,} \quad (9)$$

где  $H$  – длина скважины, м;  $t_{\text{м}}$  – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (10):

$$V_{\text{р}} = \frac{H}{t_{\text{м}} + t_{\text{спо}}} = \frac{3270}{118,9 + 36,3} = 21,1 \text{ м/ч,} \quad (10)$$

где  $t_{\text{спо}}$  – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле (11):

$$V_{\text{к}} = \frac{H \cdot 720}{T_{\text{к}}} = \frac{3270 \cdot 720}{368,2} = 6394,4 \text{ м/ст. мес,} \quad (11)$$

где  $T_{\text{к}}$  – календарное время бурения, час.

#### **4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ**

Вахта состоит из 30 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 30 дней. Доставка на месторождение осуществляется в основном автотранспортом за счет предприятия, если месторождение находится в труднодоступной местности и отсутствует дорожное сообщение доставка осуществляется вертолётами.

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

Календарное время бурения 368,2 часов или 15,3 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 210 часов или 8,75 суток.

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

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
Вышкомонтажная	45			
Бурения	15,3			
Испытания	8,75			

#### **4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли**

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

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [8], в части II – на строительные и монтажные работы [9], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [10].

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

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

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

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

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [11] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

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

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

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым

работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (52,94), произведение которых на второй квартал 2021 года составляет 74,12 [12, 13].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении Д.

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

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см}-П}{H} = \frac{72\,591\,781-2\,333\,607}{3270} = 21\,485,7 \text{ руб/м.}$$

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

На сегодняшний день каждое производство нацелено на увеличение объёмов изготовленных товаров/оказанных услуг при минимальных затратах. Это предполагает увеличение объёмов производства, рост потребления веществ и энергии. В свою очередь производственные процессы могут являться источниками опасности для человечества в целом. Предприятия должны знать и соблюдать законодательство в области социальной ответственности, что позволит минимизировать негативное воздействие производства. Мероприятия по уменьшению опасности обычно снижают производительность труда и не несут экономической выгоды.

Под проектированием понимается определение основных технологических параметров, таких как: обоснование конструкции скважины, расчет числа, глубин спуска обсадных колон и колонны бурильных труб, выбор способа бурения и другие параметры, техника и технологии необходимые для грамотного и рентабельного сооружения скважины при имеющихся геологических условиях. Выбор каждого технологического параметра также обоснован с технико-экономической точки зрения.

Возможные пользователи разрабатываемого технологического проекта – сервисные буровые компании, сфера деятельности которых направлено на строительство скважин, предоставление услуг по заканчиванию и освоению скважин.

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

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н [14] и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 264; 298 ТК РФ) [15].

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты – ст. 219 ТК РФ [16].

На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Рабочий несет ответственность за:

- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
- выполнение требований инструкций (паспортов) заводов изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаробезопасности и электробезопасности;
- качественное выполнение работ;
- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;

– аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Согласно приказу №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015 [17] перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

## **5.2 Производственная безопасность**

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в приложении Е. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [18].

### **5.2.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)**

Согласно ПОТ Р М-012-2000 [19] к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте, при этом основным средством, предохраняющим работников от падения, является предохранительный пояс.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом

производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

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

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвернуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медикосанитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [20], здесь описываются такие требования как:

- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;
- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

– элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д.

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [21].

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями [22].

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции [23], и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета.

### **Пожаровзрывобезопасность**

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

- причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
- открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента);
- удар молнии;
- разряд зарядов статического электричества.

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [24].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91 [24]: огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) – 2 шт.; ведро пожарное – 2 шт.; багры – 3 шт.; топоры – 3 шт.; ломы – 3 шт.; ящик с песком, 0,2 м<sup>3</sup> – 2 шт.

### **Электробезопасность**

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

Поражение электрическим током может произойти в следующих случаях:

- прикосновение к изолированным токоведущим частям установки;
  - прикосновение к двум точкам земли, имеющим разные потенциалы;
- освобождение другого человека из-под напряжения.

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами по ГОСТ 12.1.019-79 [25].

### **Превышение уровней вибрации**

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [26].

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005 [27], общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006 [28].

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований; проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

### **Превышение уровней шума**

Шум – беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [29].

## **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Освещенность – важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление, сохраняет высокую работоспособность. Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному [30].

Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.005-88 [31] и СанПиН 2.2.4.548–96 [32].

### **5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия**

#### **Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

На основании проведенной оценки воздействия намечаемой деятельности на атмосферный воздух целесообразны следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха от химического воздействия:

- выбор местоположения объекта с соблюдением архитектурно-планировочных решений;
- контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники в расчетных пределах;
- двигатели автомобилей и специальной техники на время простоев должны быть заглушены;

– допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии, эксплуатация в строгом соответствии с техническими инструкциями, необходимо предусмотреть дегазацию объекта.

### **Мероприятия по обращению с отходами**

Разработаны следующие мероприятия по обращению с отходами на периоды строительства и эксплуатации объекта:

- организованный сбор и утилизация отходов производства и потребления на период строительства и при эксплуатации объекта;
- при вводе объекта после строительства в эксплуатацию – заключение договора на утилизацию и вывоз опасных отходов;
- организация мест временного хранения отходов в соответствии с санитарными требованиями и нормами, для исключения загрязнения почвы, поверхностных вод, атмосферного воздуха;
- своевременная утилизация отходов с территории проектируемого объекта в целях недопущения захламления территории.

Мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций на объектах

При эксплуатации объекта может возникнуть множество аварийных ситуаций, связанных с производственным процессом.

Основные блоки аварийных ситуаций: аварии, связанные с незначительным воздействием на окружающую среду и производственными травмами; горение отходов. В случае горения максимальный вред будет нанесен атмосферному воздуху как основной транспортирующей среде.

Для тушения пожаров на объектах используют огнетушители. Большие возгорания тушат средствами противопожарной безопасности, пожарными машинами или насосами из пожарных резервуаров.

При эксплуатации объекта возможно возникновение следующих аварийных ситуаций: пролив ГСМ; аварии автотранспорта; другие ситуации, связанные с производственными травмами. Профилактика аварийных

ситуаций, связанных с производственными травмами производится путем проведения регулярных слушаний по технике безопасности среди работников.

При проливе ГСМ рекомендуется:

- оценить масштаб пролива и требуемое количество человек для его ликвидации;
- локализовать разлив, если он значительный и распространяется по рельефу;
- приступить к ликвидации путем засыпки пятна разлива имеющимся на полигоне грунтом.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **Влияние на литосферу**

В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах (городах, поселках). При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа.

Для сохранения качества почвы необходимо:

- использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву;
- сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю, для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях;
- после сооружения всех скважин на кусте необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы;
- необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

#### **Влияние на гидросферу**

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики);
- контроль за герметичностью амбара; предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

### **Влияние на атмосферу**

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников.

К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль (растительного и вулканического, космического происхождения), туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной, дорожной техники, выбросы вредных веществ предприятиями, заводами.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух, на производстве фильтрующие элементы и их утилизацию согласно экологическим нормам.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **Мероприятия по устранению ЧС (ГНВП, пожары)**

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны и последствия, при не принятых мерах, падение и разрушение вышки или элементов талевой системы, а также взрывы и пожары.

Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде. В случае возникновения аварийной ситуации – открытого фонтана, а также в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов. Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в приложении Е.

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Перечень принимаемых мер по устранению наиболее вероятных ЧС техногенного характера, связанных с пожароопасностью и принятия мер по сохранению природных ресурсов и их залежей. Недопущения загрязнений водоносных пластов.

Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

Предложенные средства индивидуальной и коллективной защиты минимизируют риски получения травм и нанесения вреда здоровью персоналу с приведёнными факторами. Уделено внимание возможным источникам загрязнения окружающей среды и природоохранным мероприятиям для обеспечения ее экологической безопасности, сохранению природных ресурсов и залежей.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3270 метров на газовом месторождении.

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

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

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность при бурении под направление и кондуктор, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ – 950.

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

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-14-146х245 К1, ОП5-230/80х35, АФ1-80/65х14.

Были проанализированы скважинные перфораторы для вскрытия обсадных колонн. Рассмотрены отдельные виды, особенности и недостатки.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

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

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Чертежи и информация по перфораторам и их комплектующим [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.freepatent.ru> (дата обращения: 15.05.2021).
2. Данные по компании ЗАО БВТ [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://bvt-s.ru/> (дата обращения: 15.05.2021).
3. Данные по компании ПромПерфоратор [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.promperforator.ru/> (дата обращения: 15.05.2021).
4. Данные по компании АО «ВзрывГеоСервис» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.vzgs.ru/services/> (дата обращения: 15.05.2021).
5. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 17.05.2021).
6. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.opengost.ru/iso/75\\_gosty\\_iso/75020\\_gost\\_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyih-na-neft-i-gaz.html](http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyih-na-neft-i-gaz.html) (дата обращения: 17.05.2021).
7. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).
8. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
9. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

10. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

11. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».

12. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_39473/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/) (дата обращения: 17.05.2021).

13. Письмо госстроя сср от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 17.05.2021).

14. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования)»

15. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от ред. от 24.04.2020).

16. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. № 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

17. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации от 01.06.2015 №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве».

18. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

19. ПОТ Р М-012-2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.
20. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
21. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
22. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Ограждения защитные.
23. ГОСТ 12.4.026-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
24. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования
25. ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
26. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
27. ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Требования к проведению измерений на рабочих местах
28. ГОСТ 31319-2006 Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах
29. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности
30. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
31. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

32. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

## Приложение А

### ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица А.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-630	1,2
630-930	1,1
930-3290	1,0

Таблица А.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промысловой классификации	Абразивность
0-450	М	2
450-930	МС	8
930-3100	МС, С	8
3100-3290	С	8

Таблица А.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, кгс/см <sup>2</sup> на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
1	2	3	4	5
Q–P <sub>3</sub>	0	450	0,100	0,220
K <sub>2</sub>	450	2080	0,100	0,180
K <sub>1</sub>	2080	3100	0,100	0,175
J <sub>1</sub>	3100	3290	0,100	0,160

Таблица А.4 – Данные о продуктивных пластах

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup> (для газа -относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сутки	Давление насыщения, МПа
	от	до				
J <sub>1</sub>	3200	3240	нефть	840	120	-

Таблица А.5 – Основные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
-	0	3290	Возможны осыпи и обвалы
-	0	3170	Поглощения бурового раствора
-	0	3170	Водопроявление
-	0	3290	Прихватоопасная зона
J <sub>1</sub>	3170	3290	Нефтепроявление

Таблица А.6 – Стратиграфическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов на подошве		Коэффициент каверности
От (верх)	До (низ)	Название свиты	Индекс	Угол	Азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	30	Четвертичные отложения	Q	0	-	1,2
30	170	Некрасовская	P <sub>3</sub> nK	0	-	1,2
170	260	Чеганская	P <sub>3</sub> cg	0-5	-	1,2
260	430	Люлинворская	P <sub>2</sub> II	0-5	-	1,2
430	450	Талицкая	P <sub>1</sub> ZI	0-5	-	1,2
450	630	Ганькинская	K <sub>2</sub> gn	0-5	-	1,2
630	870	Славогородская	K <sub>2</sub> sl	0-5	-	1,1
870	930	Ипатовская	K <sub>2</sub> ip	0-5	-	1,1
930	2080	Покурская	K <sub>1</sub> pr	0-5	-	1,0
2080	2140	Алымская	K <sub>1</sub> al	0-5	-	1,0
2140	2780	Вартовская	K <sub>1</sub> vt	0-5	-	1,0
2780	2850	Тарская	K <sub>1</sub> tr	0-5	-	1,0
2850	3100	Куломзинская	K <sub>1</sub> kl	0-5	-	1,0
3100	3290	Наунакская	J <sub>1</sub> vg	0-5	-	1,0

Таблица А.7 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент			Температура в конце интервала, град. °C
	от (верх)	до (низ)	пластового давления	гидроразрыва пород	горного давления	
			величина кгс/см <sup>2</sup> на м	величина кгс/см <sup>2</sup> на м	величина кгс/см <sup>2</sup> на м	
Q–P <sub>3</sub>	0	260	0,100	0,220	0,245	14
P <sub>3</sub> –P <sub>1</sub>	260	450	0,100	0,220	0,245	18
K <sub>2</sub>	450	930	0,100	0,180	0,25	42
K <sub>1</sub>	930	2080	0,100	0,180	0,25	77
K <sub>1</sub>	2080	2780	0,100	0,175	0,255	92
K <sub>1</sub>	2780	3100	0,100	0,175	0,255	101
J <sub>1</sub>	3100	3290	0,100	0,160	0,255	113

Таблица А.8 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От (верх)	До (низ)	
Q	0	30	Почвенно-растительный слой, пески аллювиальные, озерные, болотные пески, глины, суглинки.
Р <sub>3</sub>	30	170	Супеси с прослоями песков и глин, линзами бурового угля.
Р <sub>3</sub> – Р <sub>2</sub>	170	260	Зеленовато-серые алевритистые глины с редкими прослоями песков и линзами бурового угля.
Р <sub>2</sub>	260	430	Глины диатомовые серые, зеленовато-серые.
Р <sub>1</sub>	430	450	Глины темно-серые, алевритистые с прослоями супесей, местами опоковидные.
К <sub>2</sub>	450	630	Серо-цветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов.
К <sub>2</sub>	630	870	Переслаивание серо-цветных песчаников, алевролитов и глин.
К <sub>2</sub>	870	930	Переслаивание алевритистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков.
К <sub>2</sub> – К <sub>1</sub>	930	2080	Серые пески и песчаники с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевритов.
К <sub>1</sub>	2080	2140	Переслаивание песков и глин.
К <sub>1</sub>	2140	2780	Глины пестроцветные, пески, алевролиты, гравелиты.
К <sub>1</sub>	2780	2850	Переслаивание песчаников и алевролитов, с прослоями аргиллитов.
К <sub>1</sub>	2850	3100	Аргиллиты серые с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков.
Ј <sub>1</sub>	3100	3290	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов.

Таблица А.9 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup>	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации	
	от (верх)	до (низ)												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Q- P <sub>1</sub>	0	450	Глины	2,1	11	0,001	90	2-3	18	-	1,1-4,5	II	M	
			Супеси	2,0	8	-	40	1	-	-	-	1,1-4,5		II
			Суглинки	2,0	7	-	60	2	-	-	-	1,1-4,5		II
			Пески	1,8	39	0,5	10	1-2	14	-	-	1,1-4,5		I-II
K <sub>2</sub> - K <sub>1</sub>	450	930	Глины	2,2	10	0,001	90	1-2	15	-	1,1-4,5	II	MC	
			Алевриты	2,0	14	0,05	20	4	21-164	29-182	1,6-4,3	I-IV		
			Песчаники	2,3	30	0,5	7	1-2	9-213	14-234	1,1-4,5	III-VIII		
			Пески	1,9	33	0,5	10	1-2	12	-	1,1-4,5	I-II		
K <sub>1</sub>	930	3100	Глины	2,2	10	0,001	90	1-2	15	-	1,1-4,5	II	MC, C	
			Алевриты	2,0	15	0,05	20	4	21-164	29-182	1,6-4,3	I-IV		
			Аргиллиты	2,6	10	0,001	100	1-3	30-182	44-210	1,8-4,2	I-III		
			Песчаники	2,3	31	0,5	7	1-2	9-213	14-234	1,1-4,5	III-VIII		
			Пески	1,9	35	0,6	10	1-2	12	-	1,1-4,5	I-II		
J <sub>1</sub>	3100	3290	Аргиллиты	2,6	10	0,001	100	1-3	30-182	44-210	1,8-4,2	I-III	C	
			Алевриты	2,1	15	0,05	20	3-5	21-164	29-182	1,6-4,3	I-IV		
			Песчаники	2,3	25	0,3	7-10	1-2	9-213	14-234	1,1-4,5	III-VIII		

Таблица А.10 – Нефтеносность

Индекс Стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип Коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Подвижность, дарси на сантипуаз	Содержание серы, % парафина, %	Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Температура жидкости в колонне на устье скважины при эксплуатации, град.	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Динамический уровень на конец эксплуатации, м	Дебит, т/сут
	от (верх)	до (низ)									
J <sub>1</sub>	3200	3240	поров.	0,840	0,003	0,2/2,7	285	38-47	90	1250	120

Таблица А.11 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип Коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Дебит, м <sup>3</sup> /сут.	Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Минерализация, г/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатонатр., ГКН-гидрокарбонатр., ХМ-хлоро-магн., ХК-хлоро-кальциев.	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	14	15	16
Четвертично-палеогеновый комплекс	0	320	поров.	1,007	100-150	0-32	0,1-0,2	ГКН	да
Меловой комплекс	870	930	поров.	1,01	до 50	85-90	17,2	ГКН-ХК	нет
Юрский комплекс	3100	3200	порово-трещин.	1,011	до 10	295-315	22	ХК	нет

Таблица А.12 – Возможные осложнения по разрезу

Интервал, м		Возможные осложнения
от	до	
0	860	Возможны осыпи и обвалы; Поглощения бурового раствора (тах интенсивность – 1-2 м <sup>3</sup> /час) Возможны проявления (вода); Прихватоопасная зона
860	3170	Возможны проявления (вода); Поглощения бурового раствора (тах интенсивность – 3-4 м <sup>3</sup> /час) Осыпи; Обвалы; Прихватоопасная зона
3170	3290	Возможны проявления (нефть); Обвалы; Прихватоопасная зона

## Приложение Б

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	40	393,7 (15 1/2) GRDP127	250	0,65
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 390 М	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/162	87	0,521
		ПК-127х9,19 Л	359	11
		Σ	6633,65	40

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40–910 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
40	910	11 5/8” БТ6919SMA-083	130	0,34
		К 295 МС	114	0,9
		ДГР1-240.7/8.55	2703	10,225
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	87	0,521
		К 295 МС	114	0,9
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	4680	30
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	26851,77	841
		Σ	37078,77	910

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (910–3270 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
910	3270	7 1/2” БТ7716МА-042	48	0,27
		2-К190,5СТ	50	0,5
		ДГР-165.7/8.49	1015	8,652
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		Переводник П-133/147	31	0,51
		УБТС2-165	8160	60
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	102137	3198
Σ			111705	3270

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (3200–3240 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3200	3240	БИТ 190,5/100 В 913	25	0,2
		КИ 2.2. 195/100	1165	14,4
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-165	4080	30
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	102028	3194
Σ			107401	3240

Таблица Б.5 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	Нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	3270	ПК-127х9,19	127	Л	9,19	3-133	3198	102,14	111,7	1,40	1,47

## Приложение В

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

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	40	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	13,7	0,438	6,339	2,61	>10	>10	>10
бурение	40	910	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	843,6	26,95	39,82	1,54	4,4	3,93	4,14
бурение	910	3270	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	3201	102,23	111,50	2,12	1,67	1,40	1,48

Таблица В.2 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	40	БУРЕНИЕ	0,54	0,059	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	18	94,3	416,2
Под кондуктор									
40	910	БУРЕНИЕ	0,82	0,075	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	9,5	80,3	214,3
Под эксплуатационную колонну									
910	3270	БУРЕНИЕ	2,021	0,112	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	8	90,9	164

Таблица В.3 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	40	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	160	232,7	1	125	36	72
40	910	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	150	266,0	1	100	25,6	51,2
910	3270	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	1	0,95	150	266,0	1	125	32	32

Таблица В.4 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	40	БУРЕНИЕ	72,7	57,8	0	4,5	0,4	10
40	910	БУРЕНИЕ	145,8	41,8	50	41,6	2,3	10
910	3270	БУРЕНИЕ	256,0	51,3	90	59,1	45,7	10

## Приложение Г

Таблица Г.1 – Результаты расчеты системы бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	40	40	393,7	-	1,2	5,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,2$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 3,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 50,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 54,9$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 25,4$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
40	910	870	295,3	303,7	1,18	73,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 2,5$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 45,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 118,2$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 169,7$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 194,2$
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					
910	3270	2360	190,5	224,5	1,0	103,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,8$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 45,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 11,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 211,6$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 269,2$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3' = 309,9$

Таблица Г.2 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустик	Поддержание pH	25	54,9	2,2	194,2	7,8	154,9	6,2	404,0	17
Глина ПММБ	Структурообразователь	1000	658,9	0,7	2330,4	2,3		0,0	2989,3	3
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	54,9	2,2	194,2	7,8	309,9	12,4	559,0	23
РАС-NV	понижитель фильтрации	25	22,0	0,9	77,7	3,1	340,8	13,6	440,5	18
Пеногаситель	Снижение поверхностного натяжения	172	54,9	0,3	194,2	1,1		0,0	249,1	2
РАС-LV	Стабилизатор, регулятор	25	6,6	0,3	23,3	0,9	1394,4	55,8	1424,3	57
Reolub	Смазочная добавка	172	274,5	1,6	971,0	5,6	2943,7	17,1	4189,2	25
Барит	Утяжелитель	1000	5250,0	5,3	18568,8	18,6			23818,8	24
DUO-VIS	Структурообразователь	25		0,0		0,0	108,5	4,3	108,5	5
Мел	Утяжелитель	1000		0,0		0,0	13943,8	13,9	13943,8	14

## Приложение Д

### Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица Д.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	393,7 (15 1/2) GRDP127	0	40	500	0,017	40	0,08	0,68	0,1	0,78
Промывка (ЕНВ)										0,06
Наращивание (ЕНВ)										0,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										10,85
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										13,55
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,68
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										14,32
Бурение под кондуктор	11 5/8" БТ6919SMA-083	40	910	4500	0,02	870	0,19	17,4	3,58	20,98
Промывка (ЕНВ)										0,45
Наращивание (ЕНВ)										4,81
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										40,05
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										71,31
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,57
Смена вахт (ЕНВ)										0,50

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Итого:										75,38
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	910	3200	3200	0,04	2290	0,72	91,6	8,15	99,75
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	3200	3240	400	0,2	40	0,10	8	16,3	24,30
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	3240	3270	3200	0,04	30	0,01	1,2	8,18	9,38
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,63
Нарращивание (ЕНВ)										4,21
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										57,36
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,88
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										251,69
Ремонтные работы (ЕНВ)										20,13
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										278,49
Итого по колоннам:										368,19

Таблица Д.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Затраты зависящие от времени</b>										
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6						
Социальные отчисления, 30,4%				157,0						
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,1	20,0	1,5	203,4	9,2	1273,3
Социальные отчисления, 30,4%						6,1		61,8		387,1
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4						
Социальные отчисления, 30,4%				14,1						
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,1	2,1	1,5	21,2	9,2	132,7
Социальные отчисления, 30,4%						0,6		6,4		40,3
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,1	36,6	1,5	372,2	9,2	2329,8
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,1	207,3	1,5	2109,2	9,2	13203,6
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			1,5	330,6	8,9	1994,6
Прокат ВЗД	сут	92,66					1,5	136,4	8,9	822,9
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,5	13,1	9,2	82,0
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	1,5	11,1	9,2	69,5
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	1,5	220,0	9,2	1377,3
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,1	4,9	1,5	49,9	9,2	312,5
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,1	14,5	1,5	147,8	9,2	925,1
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,5	8,1	9,2	51,0
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,1	24,5	1,5	249,2	9,2	1559,8
NaOH	т	4,59			0,1	0,3	0,2	0,9	0,2	0,7
Глина ПММБ	т	6,08			0,7	4,0	2,3	14,2		
Кальцинированная сода	т	20,41			0,1	1,1	0,2	4,0	0,3	6,3
РАС-NV	т	9,06			0,0	0,2	0,1	0,7	0,3	3,1
Пеногаситель	т	2,8			0,1	0,2	0,2	0,5	0,0	0,0
РАС-LV	т	408,26			0,0	2,7	0,0	9,5	1,4	569,3
Reolub	т	8,07			0,3	2,2	1,0	7,8	2,9	23,8
Барит	т	15,24			5,3	80,0	18,6	283,0		
Мел	т	53,68							0,1	5,8
DUO-VIS	т	21,09							13,9	294,1
Итого затрат зависящих от времени, руб				8749,8		362,9		3940,5		24561,5

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>										
393,7 (15 1/2) GRDP127	шт	1985,7			0,1	158,9				
11 5/8" БТ6919SMA-083	шт	1522					0,2	294,3		
7 1/2" БТ7716МА-042	шт	5254,6							0,73	3809,6
БИТ 190,5/100 В 913	шт	7552,1							0,10	755,2
Калибратор КЛС 390 М	шт	565,38			0,2	113,1				
Калибратор К 295 МС	шт	415,54					0,2	80,3		
2-К190,5СТ	шт	288,21							0,7	209,0
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		271,932		374,5911		4773,7	
Итого по колоннам, руб			8749,752		634,8445		4315,099		29335,2	
Всего по сметному расчету, руб			80649,5							

Таблица Д.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Затрат зависящие от времени</b>								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	58,4	1,7	215,5	2,4	308,7
Социальные отчисления, 30,4%				17,8		65,5		93,8
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,2	1,7	19,4	2,4	27,7
Социальные отчисления, 30,4%				1,6		5,9		8,4
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,4	1,7	12,6	2,4	18,0
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	114,3	1,7	422,0	2,4	604,3
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	647,9	1,7	2391,4	2,4	3424,7
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	62,8	1,7	231,8	2,4	331,9
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,0	1,7	14,9	2,4	21,3
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	76,5	1,7	282,5	2,4	404,6
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,3	1,7	30,7	2,4	44,0
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	15,3	1,7	56,6	2,4	81,1
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	20,0	164,2
Башмак колонный БК-339	шт	74,77	1,0	74,8				
Башмак колонный БК-245	шт	56,93			1,0	56,9		

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Башмак колонный БК-146	шт	80,7					1,0	80,7
Центратор ЦПЦ-324/394	шт	34,6	3,0	103,8				
Центратор ЦПЦ-245/295	шт	19,4			29,0	1003,4		
Центратор ЦПЦ-146/190	шт	16,5					87,0	1687,8
ЦОКД-339	шт	113,1	1,0	113,1				
ЦКОД-245	шт	105			1,0	113,1		
ЦКОД-146	шт	101					1,0	105,0
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	59,15	1,0	59,2				
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	30,12			1,0	30,1		
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	21,5					1,0	21,5
Головка цементировочная ГЦУ-339	шт	2550	1,0	2550,0				
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2360			1,0	2360,0		
Головка цементировочная ГЦУ-146	шт	1936					1,0	1936,0
Итого затрат зависящих от времени, руб				3982,2		7460,1		9363,7
<b>Затрат зависящие от объема работ</b>								
Обсадные трубы 339х8,5 Д	м	28,53	40,0	1141,2				
Обсадные трубы 245х7,9 Д	м	19,8			910,0	18018,0		
Обсадные трубы 146х9,5; 146х7,7 Д	м	13,1					3270,0	18288,7
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,9	25,9	694,4		
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-150	т	29,95					3,1	92,8
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-Об(4-6)-100	т	32					20,6	659,2
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб				1796,0		20104,47		21385,93
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб						43286,4		
Всего по сметному расчету, руб						64092,4		

Таблица Д.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	131 223	1 927 328,57
	Итого по главе 1	131 223	1 927 328,57
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	75 328	5 583 010,05
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	841 290,72
	Итого по главе 2	86 679	6 424 300,76
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	80 650	5 977 421,06
3.2	Крепление скважины	64 092	4 750 269,38
	Итого по главе 3	144 742	10 727 690,44
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	8 579	635 850,85
	Итого по главе 4	8 579	635 850,85
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	16 865	1 249 989,54
	Итого по главе 5	16 865	1 249 989,54
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	11 767	872 101,16
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	872	64 600,09
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 406 546,52
	Итого по главе 6	45 108	3 343 247,76
	ИТОГО прямых затрат	433 197	24 308 407,92
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	86 639	4 861 681,58
	Итого по главе 7	86 639	4 861 681,58
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	41 587	2 333 607,16
	Итого по главе 8	41 587	2 333 607,16
	ИТОГО по главам 1-8	561 423	31 503 696,66
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	137 549	7 718 405,68
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	24 703	1 386 162,65
9.3	Северные надбавки 2,98%	16 730	938 810,16
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	11 500 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	1 320 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	12 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	25 600,00
9.8	Авиатранспорт	-	3 123 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600,00
9.11	Перевозка вахт	-	112 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	28 440,00
	Итого прочих работ и затрат	178 982	27 171 018,50

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4
	ИТОГО по гл 1-9	740 404	58 674 715,16
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 123	63 007,39
	Итого по главе 10	1 123	63 007,39
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	37 076	2 780 736,13
	Итого по главе 12	37 076	2 780 736,13
ИТОГО		1 028 247	778 604
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		61 518 458,68
	НДС		11 073 322,56
	ВСЕГО с учетом НДС		72 591 781,24

## Приложение Е

### Социальная ответственность

Таблица Е.1 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	+	+	+	ПОТ Р М-012-2000-Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте
2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91-оборудование производственное ГОСТ 12.4.011-89- средства защиты работающих ГОСТ 12.2.062-81- оборудование производственное ГОСТ 12.4.026-2001-цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная
3. Пожаровзрывобезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91-пожарная безопасность
4. Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-79-электробезопасность
5. Превышение уровней вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004-вибрационная безопасность ГОСТ 31192.2-2005-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека ГОСТ 31319-2006-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека
6. Превышение уровней шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014-шум ГОСТ 17.2.2.03-87-атмосфера
7. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СНиП 23-05-95- естественное и искусственное освещение ГОСТ 12.1.005-88- общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны СанПиН 2.2.4.548–96- Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

Таблица Е.2 – Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
Пожары	Внутренние: проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
ГНВП	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы