

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление – «Нефтегазовое дело»  
Отделение школы бурения скважин

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2730 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Гаврилов И.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров И.А.			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Е.М.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Алексеев Н.А.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав. Кафедры	Ковалёв А.В.	к. т. н.		

Томск–2018 г.

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

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление – «Нефтегазовое дело»  
Отделение школы бурения скважин

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
3-2Б42Т	Гаврилов Илья Васильевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2730 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b> <i>(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.).</i>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком $Q = 150$ м <sup>3</sup> /сутки.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <i>(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).</i>	<b>1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> 1.2 Геологические условия бурения 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4 Зоны возможных осложнений <b>2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) Скважины 2.2 Обоснование конструкции скважины 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

2.3.2.1 Выбор типа калибратора

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкост

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.5 Выбор буровой установки

	<b>3 ВЫЗОВ ПРИТОКА</b>
--	------------------------

<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Геолого-технический наряд 2. Компонровка бурильной колонны
---	--

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
--	--

Раздел	Консультант

<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>
---


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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров И.А.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Гаврилов Илья Васильевич		

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

ПВО - противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

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;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных возможностей в области техники и технологии строительства нефтедобывающих скважин.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

I. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	9
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	10
1.2. Геологические условия бурения.....	12
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	12
1.4. Зоны возможных осложнений.....	12
II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	13
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	13
2.2. Обоснование конструкции скважины.....	13
2.2.1. Построение совмещенного графика давлений.....	14
2.2.2. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	15
2.2.3. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	15
2.2.4. Разработка схем обвязки устья скважины.....	17
2.3. Углубление скважины.....	18
2.3.1. Выбор способа бурения .....	19
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента.....	19
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	20
2.3.4. Расчет частоты вращения долота.....	21
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	22
2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	23
2.3.7. Выбор компоновки и расчет буровой колонны.....	24
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	24
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	26
2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	26
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин.....	27
2.4.1. Расчет обсадных колонн.....	27
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений.....	28
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений.....	30
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине.....	31
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины.....	33
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	33
2.4.2.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	34
2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора.....	35
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины.....	37
2.4.4.2. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	37
2.4.4.3. Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	40
2.4.4.4. Скважинное оборудование для свабирования КС-62.....	41
2.4.5. Выбор буровой установки.....	41

III. ВЫЗОВ ПРИТОКА.....	43
3.1. Физические основы процессов.....	43
3.2. Критерии выбора метода вызова притока.....	44
IV. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ.....	52
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	52
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	53
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	54
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	56
4.1.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	56
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	57
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	59
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	59
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.....	59
4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины.....	62
4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	62
4.3 Расчет технико-экономических показателей.....	63
V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
5.1. Производственная безопасность.....	67
5.1.1. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению Полевой этап.....	67
5.1.1.1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).....	67
5.1.1.2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования .....	68
5.1.1.3. Пожароопасность .....	70
5.1.1.4. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов .....	72
5.1.1.5. Электрический ток.....	72
5.1.1.6. Электрический ток.....	73
5.1.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению.....	74
5.1.2.1. Превышение уровней вибрации.....	74
5.1.2.2. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.....	76
5.1.2.3. Тяжесть физического труда.....	76
5.1.2.4. Превышение уровней шума.....	77
5.1.2.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	78
5.1.2.6. Повышенная запыленность рабочей зоны.....	80
5.2. Экологическая безопасность.....	80
5.3. Анализ влияния процесса бурения на окружающую среду.....	81
5.4. Мероприятия по охране земель.....	81
5.5. Объемы отходов бурения.....	82

5.6. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при бурении скважин.	83
5.7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	85
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	88
Список использованных источников.....	90
Приложение А.....	91
Геологические условия бурения скважины	
Приложение Б.....	96
Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	
Приложение В.....	97
Зоны возможных осложнений	
Приложение Г.....	98
Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	
Приложение Г1.....	99
Расчет требуемого расхода бурового раствора	
Приложение Г2.....	101
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	
Приложение Г3.....	103
Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	
Приложение Г4.....	105
Выбор гидравлической программы промывки скважины	
Приложение Д.....	107
Конструирование обсадной колонны по длине	
Приложение Д1.....	108
Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	
Приложение Д2.....	109
Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	
Приложение Е.....	110
Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования	
Приложение Е1.....	112
Скважинное оборудование для свабирования КС-62	
Приложение Ж.....	113
Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	
Приложение И.....	123
Производственная безопасность	

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 123 страницы, 30 формулы, 21 рисунок, 27 таблицы, 19 источника, 15 приложений, 2 л. графического материала.

Объектом работы являются разведочная вертикальная скважина на нефтяном месторождении, расположенном в Томской области.

Целью работы - проектирование технологического решения на бурение вертикальной скважины с глубиной по вертикали 2730 метров на нефтяном месторождении Томской области.

В качестве спец. вопроса в данной работе рассмотрены основные метода интенсификации притока флюида, их преимущества и условия выбора.

Работа выполнена по геологическим материалам на строительство разведочной скважины на нефтяном месторождении.

В результате работы спроектирована конструкция, технология проводки и технология заканчивания скважины глубиной 2730 метров.

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

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных возможностей в области техники и технологии строительства нефтедобывающих скважин

## ВВЕДЕНИЕ

Россия является одним из мировых лидеров по запасам и добыче первичных энергоресурсов, а именно нефти и газа. В 2016 г. наша страна занимала лидирующую вторую позицию мире по запасам нефти после Ирана и вторую позицию по её добыче после Саудовской Аравии. Сейчас Россия лидирует по объемам добытой нефти, согласно информации, предоставленной аналитиками из JODI, в июне 2017 года, Россия в очередной раз опередила Саудовскую Аравию по темпам и количеству добытой нефти. РФ за один день производила порядка 10,323 млн баррелей нефти, при этом ближайший конкурент за сутки производил 10,070 млн баррелей.

Кроме этого, объем российского экспорта нефти составляет 14% от общемирового. В 2016 году добыча нефти в нашей стране увеличилась на 2%, а бурение – на 12%.

Для более эффективной и производительной добычи сырья необходимо снижать издержки, рационализировать производство, с тем чтобы успешно выходить в новые регионы добычи и на новые рынки сбыта. Достижение этих целей должно сопровождаться максимальным извлечением выгод от использования новых IT технологий, с повышением скорости и качества принимаемых решений. Буровой раствор все еще служит одним из главных параметров, который может гарантировать эффективное бурение при строительстве скважин. Это является первым этапом при тяжелом выборе продукта и системы его очистки. Естественно, заложенный бюджет на строительство скважины, выделенный на буровой раствор заказчиком не может в этой ситуации реализовать максимально оптимальную технологию буровых растворов.

Поэтому эксперты прогнозируют то, что максимальная вероятность успеха возможна при использовании методов и технологий управления в реальном времени, инструментов сценарного моделирования и поддержки принятия решений в условиях риска и неопределенности.

## I. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района бурения

В таблице 1 представлена географо-экономическая характеристика района бурения.

Таблица 1 - Географическая характеристика района бурения

Наименование	Значение
Нефтяное месторождение	
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение:	
- республика	РФ
- область (край)	Томская
- район	-
Температура воздуха, °С	
- среднегодовая	-1
- наибольшая летняя	+36
- наименьшая зимняя	-51
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-Западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	
- кровля	-
- подошва	-
Геодинамическая активность	Низкая
Наибольшая скорость ветра, м/с:	22

Продолжение таблицы 1.

Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	120-335
Геодинамическая активность	Низкая

В таблице 2 представлена экономическая характеристика района бурения.

Таблица 2 – Экономическая характеристика района бурения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-400
Теплоснабжение	Котельная ПKN-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолете автотранспорт по зимникам

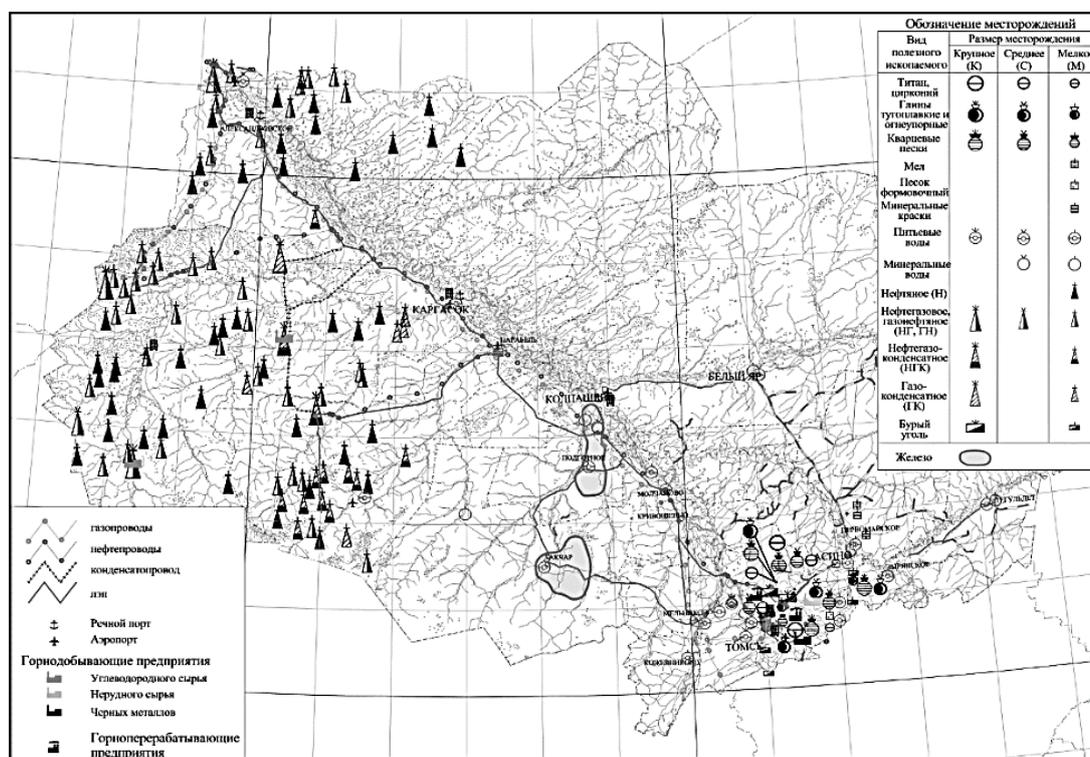


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

## **1.2. Горно-геологические условия бурения**

Стратиграфический разрез скважины представлен в Приложении А.

Литологическая характеристика разреза скважины.

Физико-механические свойства горных пород.

Давление и температура по разрезу скважины.

## **1.3. Характеристика газонефтеводоносности разреза скважины**

Водоносность и нефтеносность представлены Приложении Б.

Возможные осложнения в Приложении Б.

По этим данным проводятся решения по изоляции пластов, выбирается конструкция скважины и т.д.

## **1.4. Ожидаемые осложнения и их характеристика**

Возможные осложнения приведены в Приложении В.

Возможные газонефтеводопроявления в интервале бурения второго ствола приведены в таблице.

Описание ожидаемых осложнений позволит правильно наметить дополнительные мероприятия по подготовке ствола скважины, спуске колонны, заливке и продавке цементного раствора.

## **II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

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

Принимаются перспективы нефтегазоносности, интенсивность буровых работ в районе, геолого-технические условия проведения работ, целью бурения разведочной скважины на нефтяном месторождении Томской области является разведка залежей нефти и газа, а также выявление перспективных горизонтов и оконтуривание месторождения. Поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектные расчеты не производятся.

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

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа, показанный на рисунке 1.

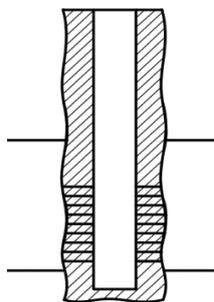


Рисунок 1 - Конструкция забоя закрытого типа.

Конструкция скважины должна обеспечивать выполнение поставленных задач, то есть достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазовой залежи и проведение всего намеченного комплекса исследовательских работ в скважине.

Основной задачей при проектировании конструкции скважины является определение необходимого количества обсадных колонн для крепления ствола скважины и глубина спуска каждой колонны, согласование диаметров обсадных колонн и долот.

### 2.2.1. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. Построенный совмещенный график давлений представлен в рисунке 2.

Судя по нашему графику можно сделать вывод, что интервалов несовместимых по условиям бурения нет и, следовательно, спуска промежуточных колонн не требуется.

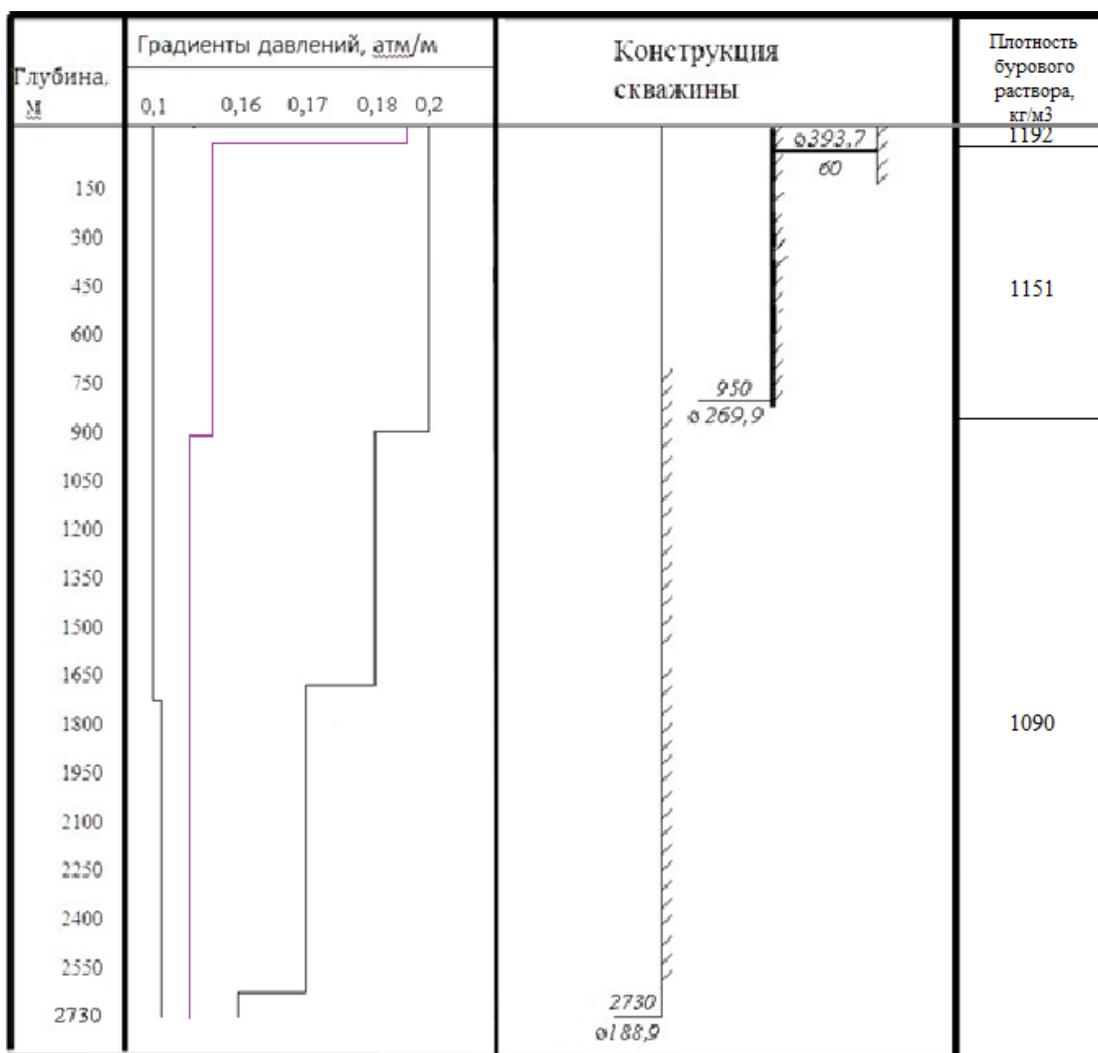


Рисунок 2 - Совмещенный график давлений.

### **2.2.2. Определение числа колонн и глубины их спуска**

Во избежание размыва устья скважины и перекрытия рыхлых четвертичных (Q) отложений спуск направления проектируется на глубину четвертичных отложений 50+10 м.

Спуск кондуктора проектируется на глубину 900 м, для перекрытия глинистых отложений +50 м, таким образом, предотвращения прихватов и для разобщения водоносных горизонтов.

Спуск эксплуатационной колонны производится до вскрытия продуктивного пласта 2700м + интервал под ЗУМППФ 30 м.

### **2.2.3. Выбор интервалов цементирования**

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

Направление, кондуктор и потайные колонны цементируются на всю длину скважины;

Промежуточные и эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150-300 м для нефтяных скважин и не менее 500 м для газовых скважин.

В соответствие с требованиями интервалы цементирования обсадных колонн равны:

- 0-60 м – направление;
- 0-950 м – кондуктор;
- 800-2730 м – эксплуатационная колонна.

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

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается от ожидаемого суммарного дебита нефти 150 м<sup>3</sup>/сут..

Согласно рекомендуемым диаметрам эксплуатационных колонн в зависимости от дебета (150 м<sup>3</sup>/сут.) выбираем эксплуатационную колонну

диаметром 146,1 мм.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота  $D_{\text{эк д расч}}$  для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

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

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

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

Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами. Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора  $D_{\text{к вн}}$  определяется по формуле:

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

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

$(10 \div 14)$  – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

Выбор наружного диаметра обсадных труб для кондуктора  $D_{\text{к нар}}$  производится по результатам расчетов.

Выбор диаметра долота под кондуктор  $D_{\text{к д}}$ , диаметры других обсадных колонн и долот производится аналогично выше представленным расчетам.

$$Q = 150 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Выбираем эксплуатационную колонну 146,1 мм.

$$D_{\text{д. эк.}} = 188,9 \text{ мм (PDC);}$$

$$D_{\text{тр. кон.}} = 219,1 \text{ мм;}$$

$$D_{\text{д. кон.}} = 269,9 \text{ мм (PDC);}$$

$$D_{\text{тр. н.}} = 298,5 \text{ мм;}$$

$$D_{\text{д. н.}} = 393,7 \text{ мм (шарошечное)}$$

Схема конструкции скважины, с учетом диаметров обсадных колонн, интервалов цементирования приведена на рисунке 3.

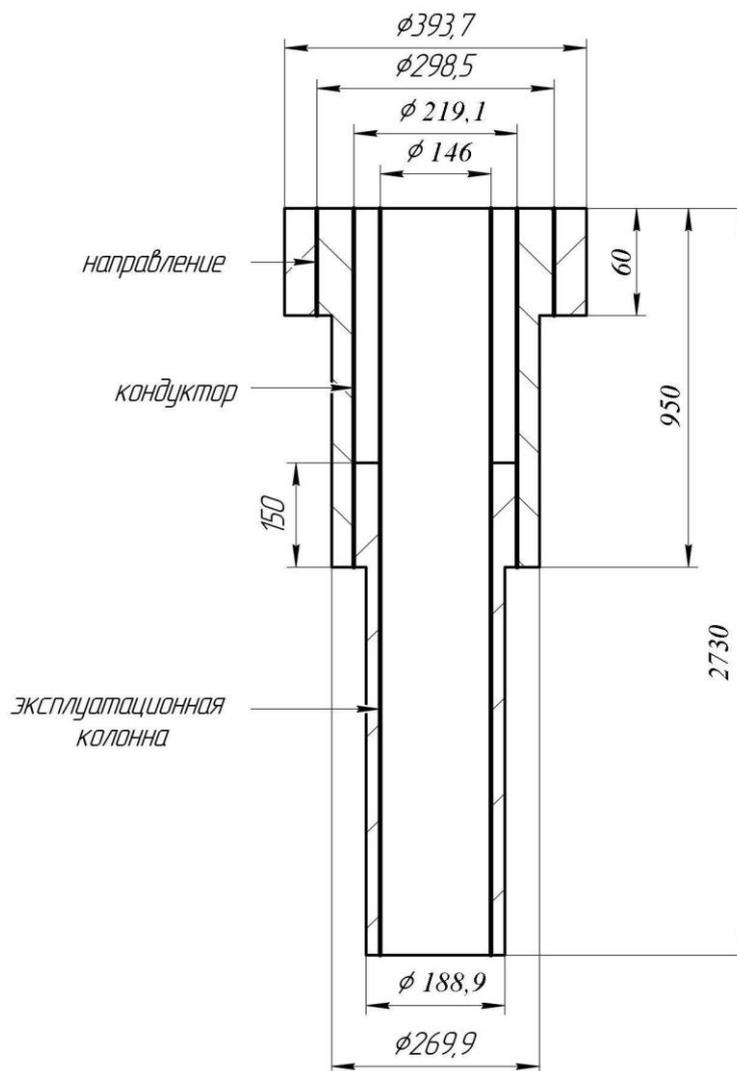


Рисунок 3 - Конструкция скважины.

### 2.2.5. Разработка схем обвязки устья скважины

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

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления  $P_{му}$ , которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле:

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

где,  $P_{пл}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, 26,7 МПа;

$\rho_n$  – плотность нефти (0,788), кг/м<sup>3</sup>;

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

$H_{кр}$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, 2668 м.

$$P_{my} = 26,7 \times (106) - 788 \times 9,81 \times 2668 = (26,7 - 20,36) \times 106 = 6,34 \text{ МПа}$$

$$P_{my} = 6,34 \text{ МПа}$$

Выбираем колонную головку по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. Давление на устье скважины при опрессовке составит 6,34 МПа, а диаметры обвязываемых обсадных колонн равны 146,1 мм и 219 мм. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ОКК1-21-146х219 с рабочим давлением 21 МПа.

Устанавливаем ОП5-280/80х21А.

Таблица 3 - Схема обвязки устья скважины

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или название	Допустимое рабочее давление
Кондуктор	Противовыбросовое оборудование ОП5-280/80х21	210
	ПУГ 280х21, ППГ 280х21 Колонная головка ОКК1-21-146х219	210
Эксплуатационная	Колонная головка ОКК1-21-146х219	210
	ПУС 180х35, ППГ 180х35	210

### 2.3. Углубления скважины

Углубление (механическое бурение) – это результат разрушения горных пород долотом, вращающимся с определённой скоростью и находящимся под некоторой нагрузкой при постоянном очищении забоя скважины от выбуренной породы буровым раствором определённого качества, движущимся с некоторой заданной скоростью.

### 2.3.1. Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	Направление	Роторный
60-950	Кондуктор	С применением ВЗД
950-2730	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД

### 2.3.2. 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 шарошечное долото для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-950	950-2730
Шифр долота	393,7 М-ЦВ	БИТ269,9В51 6ТВ	БИТ188,9В61 3НТ
Тип долота	шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	393,7	269,9	188,9
Тип горных пород	М	М, МС	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152
	API	15-1/2" Reg	6-5/8" Reg
Длина, м	0,4	0,29	0,25

Продолжение таблицы 5

Масса, кг		180	70	45
G, тс	Рекомендуемая	14	5	4
	Предельная	28	10	8
n, об/мин	Рекомендуемая	40	80	60
	Предельная	350	220	220

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 269,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 188,9 мм, которое обеспечит требуемую проходку долота в интервале твердых и крепких горных породах. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC и требуемая проходка обеспечена не будет.

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

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

### 3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения представлено в приложении Г.

Осевая нагрузка под направление проектируется по известной методике, при сравнении  $G_1$  и  $G_2$  выбираем наибольшее ( $G_2=78$ ), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Она не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото поэтому принимается равной 78 кН.

Осевая нагрузка под кондуктор проектируется по известной методике, при сравнении  $G_1$  и  $G_2$  сравниваем его с  $G_3$  выбираем наибольшее ( $G_3=80$ ), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Оно не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото поэтому принимается равной 80 кН.

Осевая нагрузка под эксплуатационную колонну проектируется по известной методике, при сравнении  $G_1$  и  $G_2$  сравниваем его с  $G_3$  выбирается наибольшее ( $G_3=64$ ), это позволяет достичь эффективного разрушения горной породы. Она не превышает предельных значений осевой нагрузки на долото поэтому принимается равной 64 кН.

#### 2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-950	950-2730	
Исходные данные				
$V_{л2}$ , м/с	3.4	2	1.8	
$D_d$	м	0.3937	0.2699	0.1889
	мм	393.7	269.9	188.9
$\tau$ , мс	5	-	-	
$z$	26	-	-	
$\alpha$	0,8	-	-	
Результаты проектирования				

Продолжение таблицы 6

$n_1$ , об/мин	147	141	159
$n_2$ , об/мин	300	-	-
$n_3$ , об/мин	657	-	-
$n_{\text{проект}}$ , об/мин	147	141	159

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-60 м) проектируем  $n_1$  оно позволит достичь разрушения горной породы. Для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируется только  $n_1$ . Поскольку используются долото без опорные (PDC).

### 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Таблица 7 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-950	950-2730
Исходные данные				
$D_d$	м	-	0,2699	0,1889
	мм	-	269,9	188,9
$G_{oc}$ , кН		-	100	80
$Q$ , Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$ , мм		-	242,9	170
$M_p$ , Н*м		-	3522	2027
$M_o$ , Н*м		-	134	94
$M_{уд}$ , Н*м/кН		-	34	24

Для интервала бурения 60-950 метров (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 3.5кН×м,

выбирается винтовой забойный двигатель Д240М.7/8.41, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки. Для интервала бурения 950-2730м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Таблица 8 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	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
Д240М.7/8.41	60-950	240	8545	1886	30-50	84-140	13,0-16,0	90-191
ДГР-165.7/8.49	950-2730	166	8614	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

### 2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения представлены в приложении Г1. Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в приложении Г1.

По результатам расчетов определяется область допустимого расхода бурового раствора, которая должна быть меньше  $Q_3 = 86$  (направление) 55 (кондуктор) 24 (экспл. колонна), но больше большего из значений  $Q_1$ ,  $Q_2$ ,  $Q_4$ ,  $Q_5$  и  $Q_6$ , или равно ему. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 65 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 45 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений. Также запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 22 л/с, незначительное увеличение расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

### **2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны**

Конструкция бурильной колонны определяется условиями бурения и конструкцией скважины. Колонна или участки ее одинакового размера, как правило, состоят из секций, в которых трубы отличаются типом, толщиной стенки или группой прочности материала. Нижний участок бурильной колонны при бурении собирают из утяжеленных бурильных труб (УБТ), которые имеют больший, чем остальная колонна, диаметр и предназначены для создания осевых нагрузок на долото и предупреждения самопроизвольного искривления ствола скважины. Результаты расчетов бурильной колонны приведены в приложении Г2.

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

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются из геологических условий: физико-химических свойств горных пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойных температур.

Для обеспечения качественного бурения данной скважины, в качестве промывочной жидкости принимается глинистый раствор. Этот буровой раствор по сравнению с растворами на нефтяной основе достаточно дешев и абсолютно пожаробезопасен.

Потребное количество бурового раствора представляет собой сумму определенных объемов представленные в приложении ГЗ.

Свойства бурового раствора представлены в приложении ГЗ.

В таблице 8 представлен компонентный состав бурового раствора, а на рисунке 4 приведена схема очистки бурового раствора. Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Таблица 8 - Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Тип бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	60	Бентонитовый глинопорошок, Каустическая сода, Целлотон-Ф
60	950	Бентонитовый глинопорошок, Каустическая сода, Барит, Полиакриламид, ПАЦ НВ, Ингибитор
950	2730	Бентонитовый глинопорошок, Каустическая сода, Барит, Полиакриламид, ПАЦ НВ, Ингибитор

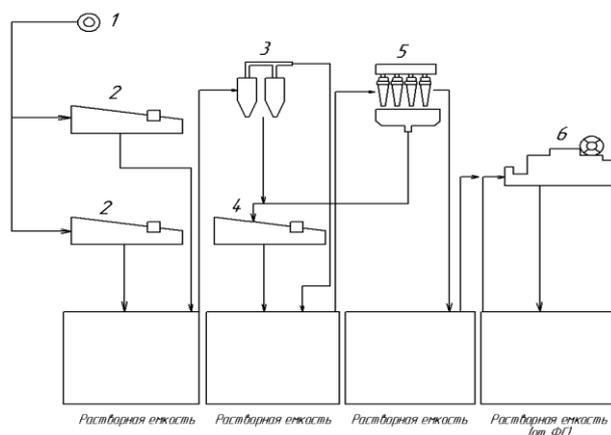


Рисунок 4 - Схема очистки бурового раствора:

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

### **2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины**

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

Результаты расчета представлены в приложении Г4.

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

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2480-2700м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивного пласта выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемый интервал отбора керна следующий:

Интервал отбора керна 2470-2710м;

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

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 80мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Таблица 9 - Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ-188,9/80 В 613 С9	188,9	80	3-150 (м)	12

Таблица 10 - Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда.

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Ø керна, мм	Длина керноприема, мм	Масса устройства в сборе, кг
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (3)	80	14835	2300

Таблица 11 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2470-2710	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	60-120	18-25

## 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

В качестве продавочной жидкости могут использоваться буровой раствор, на котором вскрывали продуктивный пласт, соленой раствор, на котором будет производиться вторичное вскрытие пласта.

Для расчетов применяем техническую воду  $\rho_{прод} = 1000$  кг/м<sup>3</sup>.

Плотность нефти  $\rho_n = 788$  кг/м<sup>3</sup>.

Плотность буферной жидкости  $\rho_{буф} = 1050$  кг/м<sup>3</sup>.

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности  $\rho_{трн} = 1800 \text{ кг/м}^3$ .

Плотность облегченного тампонажного раствора  $\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/м}^3$ .

Глубина эксплуатационной колонны  $H = 2730 \text{ м}$ .

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора  $h_1 = 800 \text{ м}$ .

Высота тампонажного раствора нормальной плотности  $h_2 = 300 \text{ м}$ , рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на  $50 \text{ м}$  для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана  $h_{см} = 10 \text{ м}$ .

#### 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (4)$$

где,  $P_n$  – наружное давление;  $P_v$  – внутреннее давление.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 5 и 6.

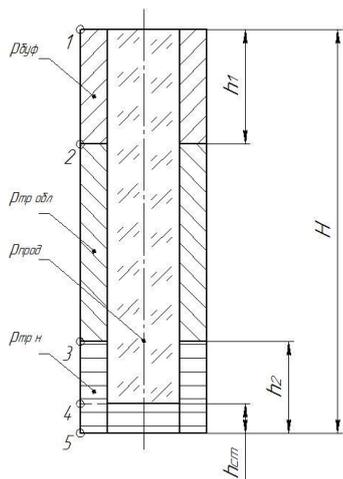


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

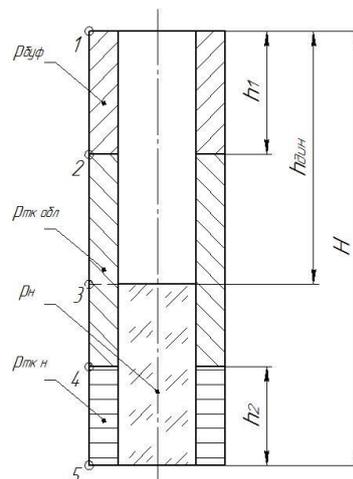


Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 12 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 7.

Таблица 12 - Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	800	0.39	2	800	8.23
3	2430	6.78	3	1820	18.73
4	2720	9.06	4	2430	20.29
5	2730	9.06	5	2730	21.95



Рисунок 7 - Эпюра наружных избыточных давлений

### 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{ви} = P_v - P_n, \quad (5)$$

где,  $P_v$  – внутреннее давление;  $P_n$  – наружное давление.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 8.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 9.

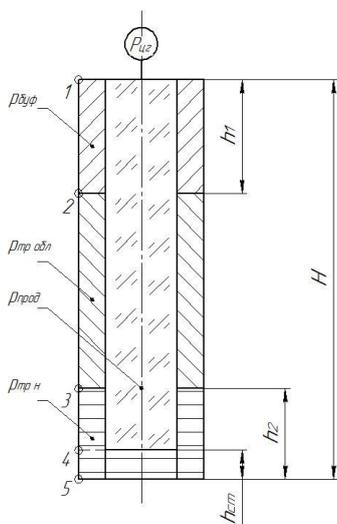


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

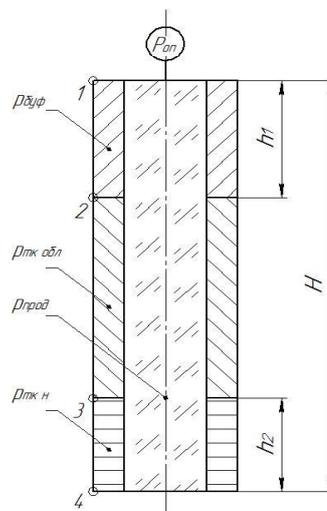


Рисунок 9 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 13 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 10.

Таблица 13 - Данные расчета внутренних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)
1	0	18.32	1	0	12.50
2	800	17.92	2	800	12.11
3	2430	11.53	3	2430	11.31
4	2720	9.26	4	2730	10.28
5	2730	9.26			



Рисунок 10 - Эпюры внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ.

При анализе используются совмещенные графики избыточных наружных и внутренних давлений. Из этих графиков видно, что наружные избыточные давления достигают максимума на забое скважины. Уровень наружных

избыточных давлений, как правило, больше внутренних, к тому же, прочность на внутреннее давление выше прочности на смятие (наружные избыточные давления), поэтому, за начало расчета в большинстве случаев принимают наружное избыточное давление и расчёт параметров ОК начинается снизу.

Расчёт начинают с определения параметров нижней (1-ой секции), секции, которая находится в пределах эксплуатационного пласта (пластов).

### Расчет 1-ой секции

1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции, которая удовлетворяет условию:  $P_{см}^1 \geq n_{см} \cdot P_{ни}^1$ , где  $n_{см} = 1,2 - 1,3$  для первой секции, для последующих  $n_{см} = 1$ :

$$P_{см}^1 \geq 26.3 \text{ МПа};$$

2) Толщина стенки  $\delta^1 = 7.7 \text{ мм}$ ;

3) Глубина спуска 1-ой секции  $L^1 = 2430 \text{ м}$ , выше кровли эксплуатационного объекта на 50 метров;

4)  $P_{ни}^2 = 20.3 \text{ МПа}$ ; толщина стенки второй секции  $\delta^2 = 7.0 \text{ мм}$ ;

5) Определяется длина 1-ой секции  $l^1 = 300 \text{ м}$ ;

6) Рассчитывается вес 1-ой секции  $G^1 = l^1 \cdot q^1$ , где  $q^1$  – вес 1 м труб 1-ой секции с толщиной стенки  $\delta^1$ :

$$G^1 = 79.5 \text{ кН};$$

7) Определяется фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине  $L^1$  при длине 1-ой секции  $l^1$  на внутреннее давление:

$n_p = 2.74$ , что соответствует условию:  $n_p > 1.15$  для данного диаметра труб;

8) Определяется фактический коэффициент запаса прочности для 2-ой секции на глубине  $L^1$  при длине 1-ой секции  $l^1$  на срагивание в резьбовом соединении:  $N_{ср} = 12.8$ , что соответствует условию:  $N_{ср} > 1.15$  для данного диаметра труб.

### Расчет 2-ой секции

1) Группа прочности материала труб для 2-ой секции принимается такой же, как для 1-ой «Д»;

2) Толщина стенок труб для 2-ой секции  $\delta^2 = 7.0 \text{ (мм)}$ ;

3) Находится значение наружного избыточного давления  $P_{ни}^3$  из условия:

$$P_{ни}^3 = P_{см}^3 / n_{см}, \quad (6)$$

где  $P_{см}^3$  – прочность труб на смятие для толщины труб  $\delta^3=6.5$ мм:

$$P_{ни}^3 = 19.4 \text{кН};$$

4) Глубина, на которой действует  $P_{ни}^3$  (глубина установки 2-ой секции):  
 $L^2 = 2100$ м;

5) Определяется длина 2-ой секции  $l^2 = 330$ м;

6) Рассчитывается вес 2-ой секции  $G^2 = 80.2$ кН;

7) Определяется сумма весов 2-х секций  $\Sigma G^2 = 159.7$ кН;

8) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 3-ей секции на глубине  $L^2$  при параметрах 2-х секций на внутреннее давление и на страгивание в резьбовом соединении:  $n_p = 1.61$ ,  $n_{сmp} = 5.8$ , что соответствует требуемым условиям запаса прочности.

### **Расчет 3-ей секции**

1) Группа прочности материала труб для 3-ей секции с толщиной стенок труб  $\delta^3 = 6,5$  мм - «Д»;

2) Определяется длина 3-ой секции  $l^3 = 2100$  м;

4) Рассчитывается вес 3-ой секции  $G^3 = 474.6$ кН;

5) Определяется сумма весов 3-х секций  $\Sigma G^3 = 634.3$  кН;

6) Определяются фактические коэффициенты запаса прочности для 3-ей секции на глубине  $L^3$  при параметрах на внутреннее давление и на страгивание в резьбовом соединении:  $n_p = 1.61$ ,  $n_{сmp} = 1.36$ , что соответствует условию  $n_{сmp} > 1.15$

При соблюдении условий прочности для всех секций их параметры принимаются за окончательные и записываются в таблицу. Таблица находится в приложении Д.

## **2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины**

### **2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн**

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гпр}, \quad (7)$$

где,  $P_{гскп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гдкп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гпр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным  $P_{гпр} = 49,34$  МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве  $P_{гдкп}$  определяются по формуле:

$$P_{гдкп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзвзс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{квн} - D_{экн})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзвос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{экд} \cdot \sqrt{k_{срвзв} - D_{экн}})}, \quad (8)$$

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

$$P_{гдкп} = 0,18 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве  $P_{гскп}$  определяется по формуле:

$$P_{гскп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{облтр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{нтр} \cdot h_2), \quad (9)$$

$$P_{гскп} = 35,9 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений

$$36,1 \text{ МПа} \leq 47,4 \text{ МПа,}$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

#### 2.4.2.2. Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж} = S_{к.н.о.с} \cdot V_{в.н} \cdot t, \quad (10)$$

где  $V_{кп}$  – скорость восходящего потока, м/с (2 м/с);

$t$  – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 480с при турбулентном течении).

$$V_{б.ж} = 19,23 \text{ м}^3.$$

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

$$V_{TP} = \pi \cdot [(D_{эк\delta}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{квн}^2 - D_{экн}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эквн}^2 \cdot l_{cm}] / 4, \quad (11)$$

$$V_{TP} = 42,2 \text{ м}^3;$$

Объём тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{TP,норм.} = 4,35 \text{ м}^3;$$

Объём облегченного тампонажного раствора:

$$V_{TP,обл} = 37,86 \text{ м}^3.$$

Объём продажной жидкости  $V_{прод}$  ( $m^3$ ), расчет выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эквн}^2 \cdot L - d_{эквн}^2 \cdot h_{cm}] / 4, \quad (12)$$

$$V_{прод} = 37,99 \text{ м}^3.$$

### 2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Цемент для приготовления облегченного тампонажного раствора:

- Диапазон температур в интервале закачки облегченного тампонажного раствора (2580-950): 30-80<sup>0</sup>C.

- Плотность облегченного тампонажного раствора  $\rho_{TP,обл} = 1400 \text{ кг/м}^3$ .

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента: тип цемента: ПЦТ-III-Об-4-100.

- Рекомендуемое водоцементное отношение:  $m = 0.75$

- Плотность сухого цемента 2700-2900кг/м<sup>3</sup>

Определяем массу сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема облегченного тампонажного раствора по формуле:

$$G_{сух.обл} = (K_{ц} \cdot \rho_{TP} \cdot V_{TP} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (13)$$

$$G_{сух.обл} = 31,20 \text{ т.}$$

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

$$V_v = K_v \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (14)$$

$$V_{\text{в.обл}} = 25,27 \text{ м}^3.$$

Цемент для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности:

-Диапазон температур в интервале закачки тампонажного раствора нормальной плотности: (2730-2580): 80-86<sup>0</sup>С.

-Плотность тампонажного раствора нормальной плотности  $\rho_{\text{ТРнорм}}=1800$  кг/м<sup>3</sup>.

-Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента: тип цемента: ПЦТ-II-150.

-Рекомендуемое водоцементное отношение:  $m=0,45$ .

-Плотность сухого цемента 2880-2950кг/м<sup>3</sup>

Масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора нормальной плотности:

$$G_{\text{сух.норм}} = 5,56 \text{ т.}$$

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

$$V_{\text{в.норм}}=2,7 \text{ м}^3.$$

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м<sup>3</sup>.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м<sup>3</sup>, а «МБП-МВ» – 15 кг/м<sup>3</sup>. Результаты расчетов представлены в приложении Д1.

## 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементировании скважины

### 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (15)$$

где,  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 18,32 \text{ МПа};$$

$$22,9 \text{ МПа} \geq 18,32 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320 (технические характеристики насоса 9Т приведены в таблице 14).

Таблица 14 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр втулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

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

$$m = G_{сyx} / G_b, \quad (16)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси:  $m = 3$  машины типа УС6-30Н(У); с дозагрузкой.

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности:  $m = 1$  машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 4 машины ЦА -320.

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования в приложении Д2.

### 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 15.

Таблица 15 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D <sub>усл</sub> , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементирующая головка
Направление, D <sub>усл</sub> =299мм	БКМ- 245 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D <sub>усл</sub> =219мм	БКМ- 219 ОТТМ	ЦКОДМ - 219 ОТТМ	ПРП-Ц-219	ЦЦ-219/270	ГЦУ-219 ГЦУ-219 А
Экспл. колонна, D <sub>усл</sub> =146мм	БКМ- 146 ОТТМ	ЦКОДМ- 146 ОТТМ	ПРП-Ц-146	ЦЦ-146/191- 216	ГЦУ-146 ГЦУ-146 А

### 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

#### 2.4.4.1. Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать перфоратор кумулятивный корпусной однократного применения ПКО 89-АТ, с возможностью спуска как на кабеле, так и на НКТ.

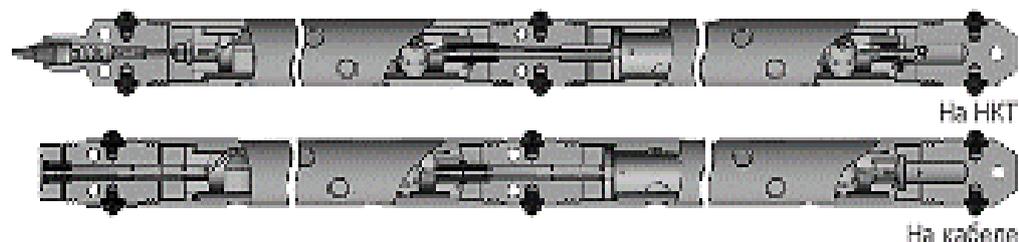


Рисунок 11 - ПКО 89-АТ

Особенности и преимущества:

- удобство снаряжения и сборки перфоратора;
- возможность комбинированного снаряжения зарядами с различными характеристиками пробития;
- возможность многокорпусной сборки при спуске на кабеле с установкой электродетонатора «внизу» перфоратора;
- отсутствие засорения скважины осколками зарядов и перфоратора;
- надежность;

-безаварийность;

-возможность установки центраторов.

Таблица 16 - Технические характеристики ПКО89-АТ

Технические характеристики	ПКО89-АТ
Наружный диаметр, мм	89
Фазировка, °	60
Плотность перфорации, отв./м	10, 20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	80/103,5/130
Максимально допустимая температура, °С ***	150/200
Длина корпусов, м	1/2/3/4/5/6

#### 2.4.4.2. Выбор пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПГ-95У предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Состав комплекса:

1. Испытатель пластов гидравлический ИПГ-95У;
2. Приставка многоцикловая ПМ-95М;
3. Пакер цилиндрический ПЦ1-95;
4. Ясс гидравлический закрытого типа ЯГЗ-95;
5. Якорь ЯК-110/135 (ЯК-132/168, ЯК-140/178);
6. Замок аварийный ЗА-95;
7. Фильтр Ф1-95;
8. Клапан циркуляционный комбинированный КЦК-95;
9. Патрубок приборный ПП-95;
10. Башмак Б-95;
11. Устройство уравнительное УУ-95;
12. Переходник левый ПЛ-95;
13. Пакер цилиндрический неуравновешенный ПЦН-95.



Рисунок 12 - Комплекс пластоиспытательный ИПГ-95У

### 2.4.4.3. Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин предназначен для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КНОС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины.



Рисунок 13 - Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116

Состав комплекса и технические характеристики представлены в приложении Е.

#### 2.4.4.4. Скважинное оборудование для свабирования КС-62

Колонна сваба предназначена для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины.

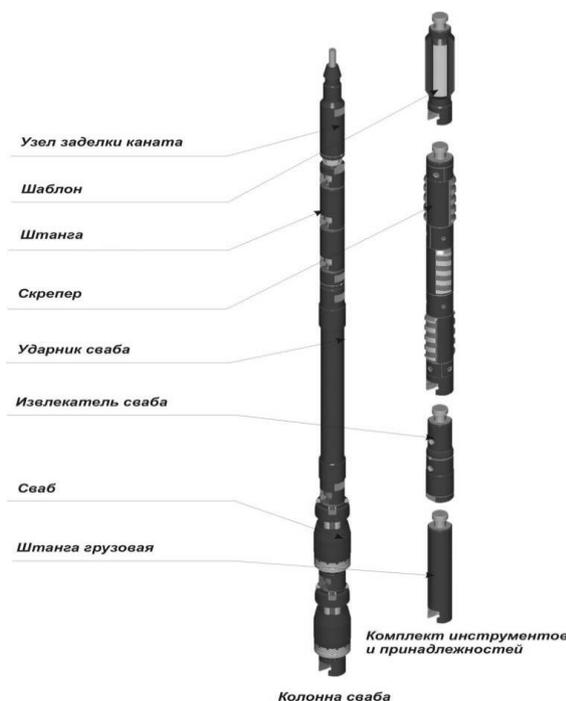


Рисунок 14 - Скважинное оборудование для свабирования КС-62

Состав оборудования свабирования и технические характеристики представлены в приложении Е1.

#### 2.4.5. Выбор буровой установки

В таблице 17 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 17 - Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	92,85	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,83
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{ок}$ )	64,69	$[G_{кр}] / Q_{ок}$	2,62
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	120,70	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,40

Продолжение таблицы 17

Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	170		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ( $Q_{в\text{лб}}$ )	260	$k_{по} = P_o / P_{\text{бo}}$ $(k_{по} > 1,25)$ $P_o = 1,2 \text{ кгс/см}^2$	$0,143 \text{ кгс/см}^2$ $P_o / P_{\text{бo}} = 8,39 > 1,25$
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата, ( $K_{п}$ )	1,3		
Вес р-ра для долива, ( $Q_{\text{бр}}$ )	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, $\text{м}^2$ ( $F_{\text{бo}}$ )	36		

Проектируется применения буровой установки БУ 3000 ЭУК-1М.

### III. ВЫЗОВ ПРИТОКА

Вызов притока - технологический процесс снижения противодавления на забое простаивающей скважины, ликвидации репрессии на пласт и создания депрессии, под действием которой начинается течение флюида из пласта в скважину.

Освоение скважины - комплекс технологических и организационных мероприятий, направленных на перевод простаивающей по той или иной причине скважины в разряд действующих.

Основной целью вызова притока и освоения является снижение противодавления на забое скважины, заполненной специальной жидкостью глушения, и искусственное восстановление или улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны для получения соответствующего дебита или приемистости.

#### 3.1. Физические основы процессов

Процесс снижения противодавления на пласт может быть осуществлен разными техническими средствами; при этом возможны следующие последовательно реализуемые варианты изменения забойного давления:

Рост забойного давления до максимальной величины  $P_{заб\ макс}$  - первая фаза вызова притока, при которой поглощение пластом жидкости глушения возрастает.

Снижение забойного давления до величины пластового давления ( $P_{заб} = P_{пл}$ ) - вторая фаза вызова притока, при которой поглощение пластом жидкости глушения снижается до нуля.

Снижение забойного давления ниже величины пластового и создание определенной депрессии - третья фаза вызова притока:  $\Delta P = P_{заб} - P_{пл}$ .

Таким образом, первая и вторая фазы - фазы поглощения, а третья - фаза притока; физические основы вызова притока и освоения скважины заключаются в исследовании степени и характера изменения противодавления на пласт, что

связано с необходимостью проведения ряда гидродинамических расчетов технологических процессов вызова притока и освоения.

### 3.2 .Критерии выбора метода вызова притока

Так как возможности и техническая реализация известных методов вызова притока и освоения существенно различаются, выбор наилучшего для конкретных условий зависит от следующих критериев:

1. Величина пластового давления:

с нормальным пластовым давлением (давление равно гидростатическому, вычисленному при плотности воды  $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$ );

с пониженным пластовым давлением (давление ниже гидростатического) или с аномально низким пластовым давлением;

с повышенным пластовым давлением (давление выше гидростатического) или с аномально высоким пластовым давлением.

При выборе метода вызова притока скважин, вскрывших залежи с АНПД или АВПД, указанный критерий следует рассматривать как определяющий.

2. Коэффициент проницаемости призабойной зоны скважины, насыщенной различными флюидами:

-с низкой проницаемостью;

-с хорошей проницаемостью.

При этом необходимо учитывать изменение проницаемости в течение всего периода времени от первичного вскрытия до начала вызова притока.

3. Механическая прочность коллектора:

-рыхлые, слабосцементированные породы;

-крепкие, хорошосцементированные породы.

4. Фильтрационные характеристики призабойной зоны (коэффициенты подвижности  $k / \mu$  и гидропроводности  $kh / \mu$ ).

5. Имеющиеся в распоряжении технические средства снижения забойного давления.

Учет вышеприведенных основных критериев при выборе метода вызова притока позволит получить наилучший технико-экономический эффект.

### Метод замещения

Используется при наличии горизонтов с хорошими коллекторскими свойствами и повышенным пластовым давлением.

Если в пласте наблюдается высокое пластовое давление, а скважина после перфорации не переходит на фонтанирование, тогда ее промывают технической водой. Создается противодействие на пласт, скважина должна перейти на фонтанирование.

### Метод свабирования

Свабирование: в скважину в НКТ на определенную глубину на канате подъемника каротажного, Сваб движется вниз под действием груза, прикрепленного к его низу (50 кг). С помощью каната сваб поднимается на поверхность, жидкость выливается на поверхность, в скважине уже образуется вакуум. За один рейс сваба уровень жидкости в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм снижается на 60 м.

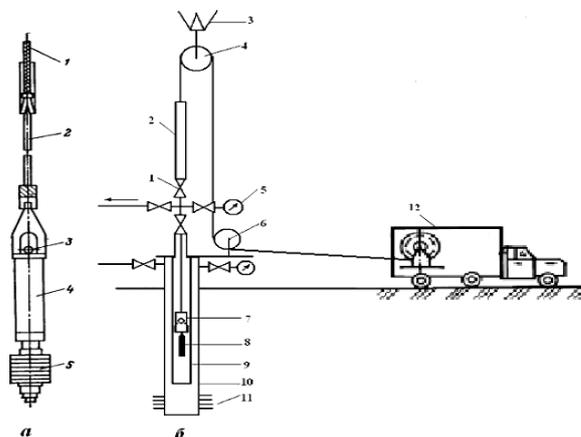


Рисунок 15 - Освоение скважин свабированием

*а* – сваб (1 – канат, 2 – подвеска; 3 – шаровой клапан; 4 – патрубок; 5 – поршень), *б* – схема обвязки (1 – устьевая арматура; 2 – лубрикатор; 3 – крюкоблок; 4,6 – каротажные ролики; 5 – манометр; 7 – сваб; 8 – груз; 9 – колонна

НКТ; 10 – эксплуатационная колонна; 11 – зона перфорации; 12 – каротажный подъемник).

### **Метод отгартывания**

Отгартывание (отчерпывание) – это удаление жидкости из скважины с помощью желонки. Желонка – сосуд для подъема из скважин жидкости, у нее клапан, который открывается при ее погружении в скважину в жидкость. За счет образующего перепада давления скважина переходит на фонтанирование. Вызов притока тартанием достаточно медленный. Работа проводится при открытом устье, что представляет определенную опасность, особенно при фонтанных проявлениях. Способ малопродуктивный и трудоемкий, однако, есть возможность извлечения осадка и глинистого раствора с забоя.

### **Метод компрессирования**

К затрубному пространству скважины подсоединяется передвижной компрессор. При закачке воздуха в затрубное пространство уровень жидкости ее будет уменьшаться, т.е. противодействие на пласт будет уменьшаться и пласт должен постепенно перейти на фонтанирование.

Компрессорный способ нашел широкое применение при освоении нефтяных и газовых скважин, эксплуатировать которые планируется фонтанным или газлифтным способами. Компрессорный способ может быть единственным из известных при освоении скважин в зимних условиях, поскольку для вызова притока здесь используется газ (углеводородный, азот, углекислый).

Таким образом, нет опасности замерзания используемого рабочего агента.

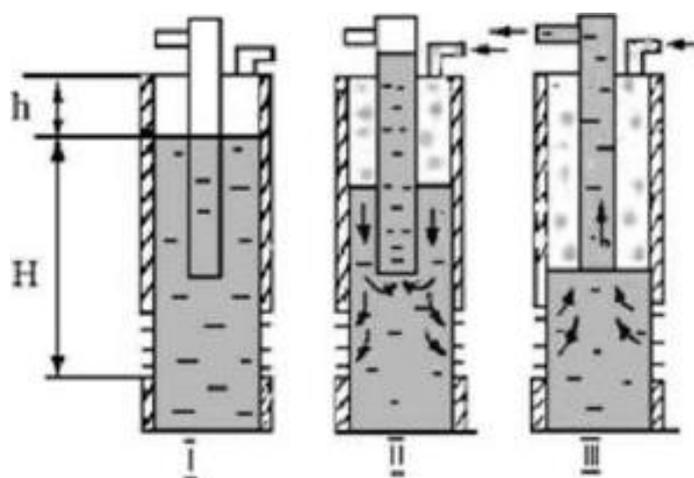


Рисунок 16 - Метод компрессирования

### Метод газовых подушек

При использовании компрессоров низкого давления может быть применен метод газовых подушек.

Суть этого метода заключается в том, что газ закачивается сначала в затрубное пространство, затем порция газа насосными агрегатами жидкостью продавливается до уровня, необходимого для создания расчетной депрессии на пласт.

Скорость закачки и продавки газовой подушки должна быть такой, чтобы пузырьки газа не успевали всплывать (нисходящая скорость движения жидкости должна быть не менее 0,4 м/с).

Затем закачку жидкости прекращают, затрубное пространство открывают и жидкость из скважины выбрасывается расширяющимся газом.

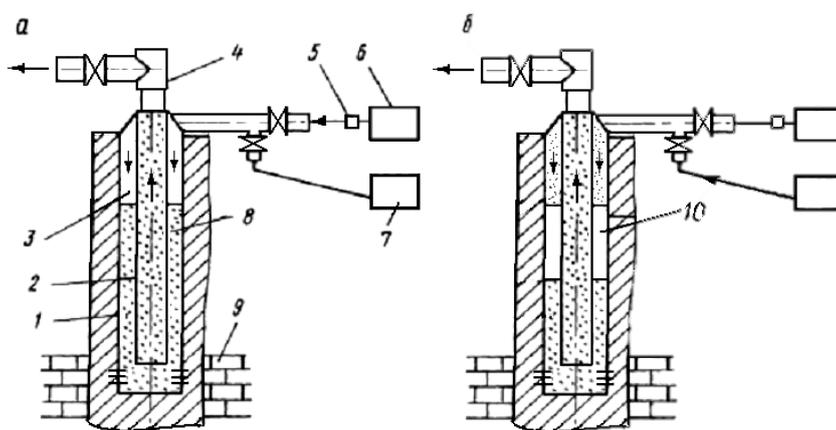


Рисунок 17 - Схема освоения скважины методом закачки газовых подушек

*a* – закачка газа;

*б* – закачка жидкости;

1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна НКТ; 3 – нагнетаемый газ; 4 – устьевая арматура; 5 – обратный клапан; 6 – газогенераторная станция; 7 – насосный агрегат; 8 – скважинная жидкость; 9 – продуктивный пласт; 10 – газовая подушка.

### **Освоения эжекторными установками**

Технология освоения скважин эжекторными установками с очисткой призабойной зоны производится путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Эта технология реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата.

Подачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии.

После прекращения подачи рабочего агента гидростатическое давление на забое скважины восстанавливается. Циклы снижения-восстановления забойного давления повторяются многократно до появления устойчивого притока из пласта. Создание управляемых циклических депрессий на пласт способствует извлечению упруго расширяющейся жидкости, попавшей в пласт. Практика применения этого метода освоения скважин показала, что за несколько десятков циклов удастся извлечь из пласта на поверхность многие кубометры бурового раствора.

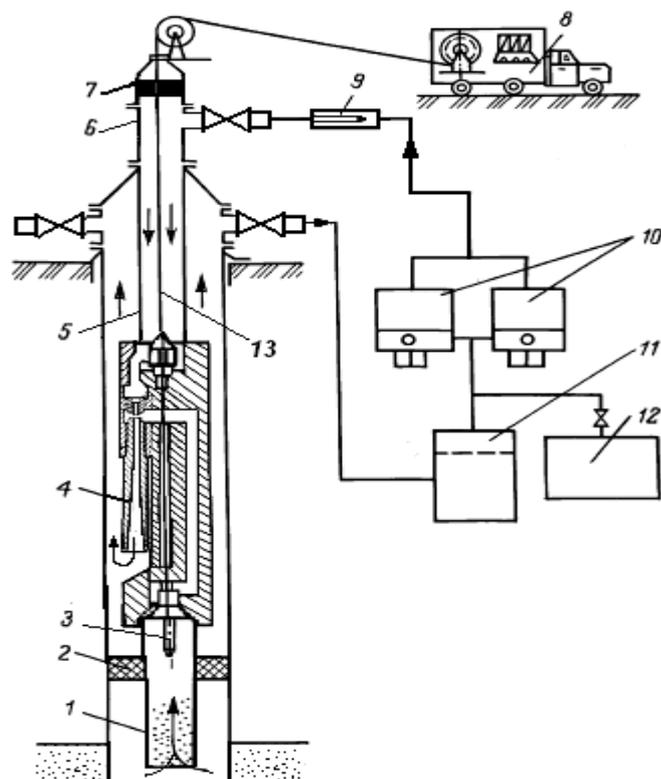


Рисунок 18 - Схема освоения скважины с использованием эжекторной установки

- 1 – хвостовик; 2 – пакер; 3 – манометр; 4 – эжекторный насос;  
 5 – колонна НКТ; 6 - устьевая арматура; 7 – лубрикатор;  
 8 – каротажная станция; 9 – фильтр; 10 - насосные агрегаты;  
 11, 12 – мерные емкости; 13 – кабель.

### Метод аэрации

Метод аэрации заключается в обратной промывке скважины газожидкостной системой. Для этого в скважину спускают колонну НКТ, устье оборудуют фонтанной арматурой.

Для приготовления газожидкостной системы компрессорную установку через обратный клапан и аэратор обвязывают с насосным агрегатом.

При осуществлении этого метода сначала скважину промывают водой с ПАВ, затем в линию нагнетания через аэратор компрессором подают газ (азот).

Для лучшей аэрации жидкости давление подачи газа должно быть на 0,3 – 0,5 МПа выше, чем давление подачи жидкости.

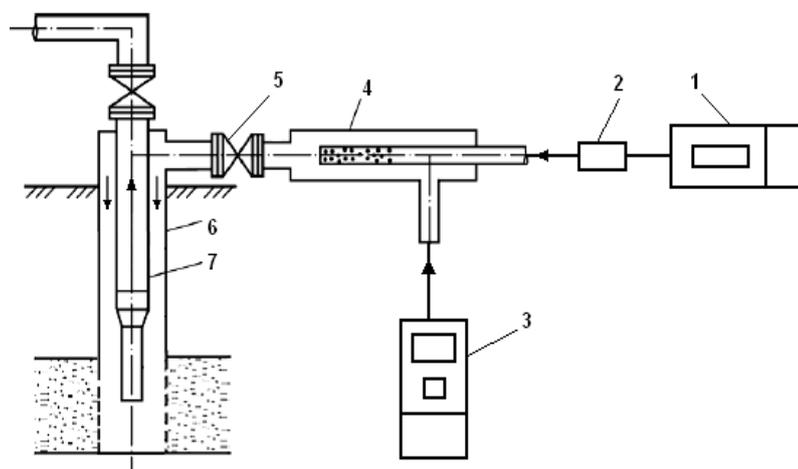


Рисунок 19 - Схема освоения скважины способом аэрации

1- компрессор; 2 – обратный клапан; 3 – насосный агрегат; 4 – аэратор;  
5 – задвижка; 6 – обсадная колонна; 7 – колонна НКТ.

Совершенно очевидно, что каждому из перечисленных способов присущи свои условия рационального применения для соответствующих характеристик осваиваемых коллекторов. Поэтому исходя из геологического плана работ, финансирования, времени и продуктивности, выбирается наиболее подходящий метод вызова притока.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Гаврилов Илья Васильевич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

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

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

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

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

1. Организационная структура управления организацией

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2018г.
--	--------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Гаврилов Илья Васильевич		

## IV.ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства

#### скважин

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

Таблица 18 - Исходные данные скважины.

Проектная глубина, м:	2730
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 298,5 мм на глубину 60 м
- кондуктор	d 219,1 мм на глубину 950 м
- эксплуатационная	d 146,1 мм на глубину 2730 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевой системы	4x5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950
производительность, л/с:	
- в интервале 0-60м	61,2
- в интервале 60-950м	58,75
- в интервале 950-2730м	25
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 60-950м	УБТ 178x80 Д – 60 м
- в интервале 950-2730м	УБТ 146x68 Д – 60 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 60-950 м	Д240М.7/8.41
- в интервале 950-2730 м	ДГР-165.7/8.49
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-60 м	127'9,19
- в интервале 60-950 м	127'9,19
- в интервале 950-2730 м	147'11,0
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-60 м	393,7 М-ЦВ
- в интервале 60-950 м	PDC 269,9 B516ТВ
- в интервале 950-2730 м	PDC 188,9 B613НТ

#### 4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото на нефтяном месторождении Томской области представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Нормы механического бурения на месторождении Томской области

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	60	60	0,036	540
2	60	950	890	0,041	1620
3	950	2730	1780	0,063	1340

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

$$N = T \cdot H, \quad (16)$$

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

$H$  - количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 60 \cdot 0,036 = 2,16 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 20.

**НОРМЫ НА МЕХАНИЧЕСКОЕ БУРЕНИЕ**

Нормативные пачки	Тип и размер долота	Норма проходки на долото, м	Норма времени бурения 1 м, ч
I	393,7-МГВ	400	0,02
I	295,3-МСГВ	400	0,02
II	215,9-МЗГВ	750	0,02
III	215,9-МЗГВ	250	0,03
IV	215,9-МЗГВ	120	0,05
V	215,9-СГН	90	0,07
VI	215,9-СГН	60	0,09
VI	СДК	10	0,40

Примечание. Норма проходки на долото в интервале набора кривизны снижается на 50%.

Рисунок 20 - Нормы на механическое бурение.

Таблица 20 - Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,036	2,16
890	0,041	36,49
1780	0,063	112,14
Итого		150,79

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

$$n = H / П, \quad (17)$$

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

Для направления:

$$n = 60 / 540 = 0,11$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 - Нормативное количество долот

Количество метров в интервале $H$ , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$ , м	$n$
60	540	0,11
890	1620	0,54
1780	1340	1,32
Итого на скважину		1,94

#### 4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;

- б) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

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

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (18)$$

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

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 22.

Таблица 22 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
Направление	0-60	393,7	540	11	24	0-60	0,0119	0,714
Кондуктор	60-950	269,9	1620	12	32	60-100	0,012	0,48
						100-200	0,0131	1,31
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0156	1,56
						700-800	0,0157	1,57
						800-900	0,0158	1,58
900-950	0,0161	0,805						
Итого								13,155

Продолжение таблицы 22

Эксплуатационная	950-2730	188,9	1340	12	32	950-1000	0,0164	0,82
						1000-1100	0,0175	1,75
						1100-1200	0,0186	1,86
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0191	1,91
						1400-1500	0,0197	1,97
						1500-1600	0,0208	2,08
						1600-1700	0,0228	2,28
						1700-1800	0,0231	2,31
						1800-1900	0,0238	2,38
						1900-2000	0,0244	2,44
						2000-2100	0,0247	2,47
						2100-2200	0,0250	2,50
						2200-2300	0,0253	2,53
						2300-2400	0,0254	2,54
						2400-2500	0,0256	2,56
2500-2600	0,0264	2,64						
2600-2700	0,0276	2,76						
2700-2730	0,0288	0,864						
Итого								40,544
Итого								54,413

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

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

Кондуктор:  $3 \times 1 = 3$  мин;

Эксплуатационная колонна:  $8 \times 1 = 8$  мин.

#### 4.1.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -3-4 ч, кондуктора -10 ч, технической колонны 18 ч эксплуатационной колонны - 22 ч.

#### 4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

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

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (19)$$

где,  $L_k$  - глубина кондуктора, м;

$L_n$  -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 60 - 10 = 50 \text{ м}$$

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

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (20)$$

Для направления:

$$L_T = 50 - 29 = 21 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей  $N$  по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (21)$$

где,  $l_c$  - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 21/24 = 0,875 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0,875 \times 2 + 5 = 6,75 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 950 - 10 = 940 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 940 - 29 = 911 \text{ м}$$

$$N = 911/24 = 37,95 \approx 38 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 38 \times 2 + 5 = 81 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2730 - 10 = 2720 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 2720 - 29 = 2701 \text{ м}$$

$$N = 2701/24 = 112,54 \approx 113 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 113 \times 2 + 5 = 231 \text{ мин}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

После разбуривания пробки подъем инструмента не предусматривается.

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

$$\Sigma = 6,75 + 81 + 231 + 3 \times (7 + 17 + 42) = 516,75 \text{ мин} = 8,61 \text{ ч.}$$

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

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

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

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

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

Нормативное время ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (кроме времени проведения ГИС). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 205,203 часов или 8,55 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:  $205,203 \times 0,066 = 13,53$  ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$228,76 + 13,53 + 25 = 257,29 \text{ ч} = 10,7 \text{ суток.}$$

По проведенным расчетам составляется нормативная карта таблица 45.

Таблица 23 - Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении Томской области

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
Бурение под направление	393,7 М-ЦВ	540	0,11	0-60	60	0,036	2,16	0,714	2,874
Бурение под кондуктор	PDC 269,9 B516TB	1620	0,54	60-950	890	0,041	36,49	13,155	49,645
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 188,9 B613HT	1340	1,32	950-2730	1780	0,063	112,14	40,544	152,684
Всего			1,94		2730		150,79		205,203
Крепление: - направления - кондуктора - эксплуатационная									3,56 16,0 32,4
Установка центраторов -направление -кондуктор - эксплуатационная ОЗЦ: -направление -кондуктора - эксплуатационной			- 19 55						- 0,27 0,81 4,0 10,0 22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м): -направление				50-60					1,84

Продолжение таблицы 23

-кондуктор - эксплуатационной				60-950 950-2730					2,12
Промывка скважины (1 цикл)									0,01
-направление									0,11
-кондуктор									0,50
- эксплуатационная									
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									298,82
Ремонтные работы (3,3 %)									9,86
Общее время на скважину									347,22

## 4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

### 4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (22)$$

где,  $T_n$ , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$k$  - поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (23)$$

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

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

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

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении Ж.

Таблица 24 - Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	Нормативная, ч.	Проектная	
		ч.	сут.
Бурение			
Направление	2,874	2,98	0,12
Кондуктор	49,645	51,63	2,15
Эксплуатационная колонна	152,684	158,79	6,61
Крепление			
Направление	3,56	3,70	0,15

Продолжение таблицы 24

Кондуктор	16,0	16,64	0,69
Эксплуатационная колонна	32,4	33,70	1,40
Итого	257,163	267,44	11,12

### 4.3 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость  $V_M$ , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (24)$$

где,  $H$  - глубина скважины, м;

$T_M$  - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2730/150,79 = 18,1 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость  $V_p$ , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (25)$$

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

$$V_p = 2730/(54,41+150,79) = 13,3 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость  $V_K$ , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (26)$$

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

$$V_K = (2730 \cdot 720)/257,163 = 7643 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото  $h_\delta$ , м

$$h_\delta = H/n, \quad (27)$$

где,  $n$  - количество долот.

$$h_\delta = 2730/1,94 = 1407 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n)/H, \quad (28)$$

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

$П_n$  – плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (225591681,4 - 32573,8)/2730 = 82622,4 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 25.

Таблица 25 - Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2730
Продолжительность бурения, сут.	11,12
Механическая скорость, м/ч	18,1
Рейсовая скорость, м/ч	13,3
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7643
Проходка на долото, м	1407
Стоимость одного метра	82622,4

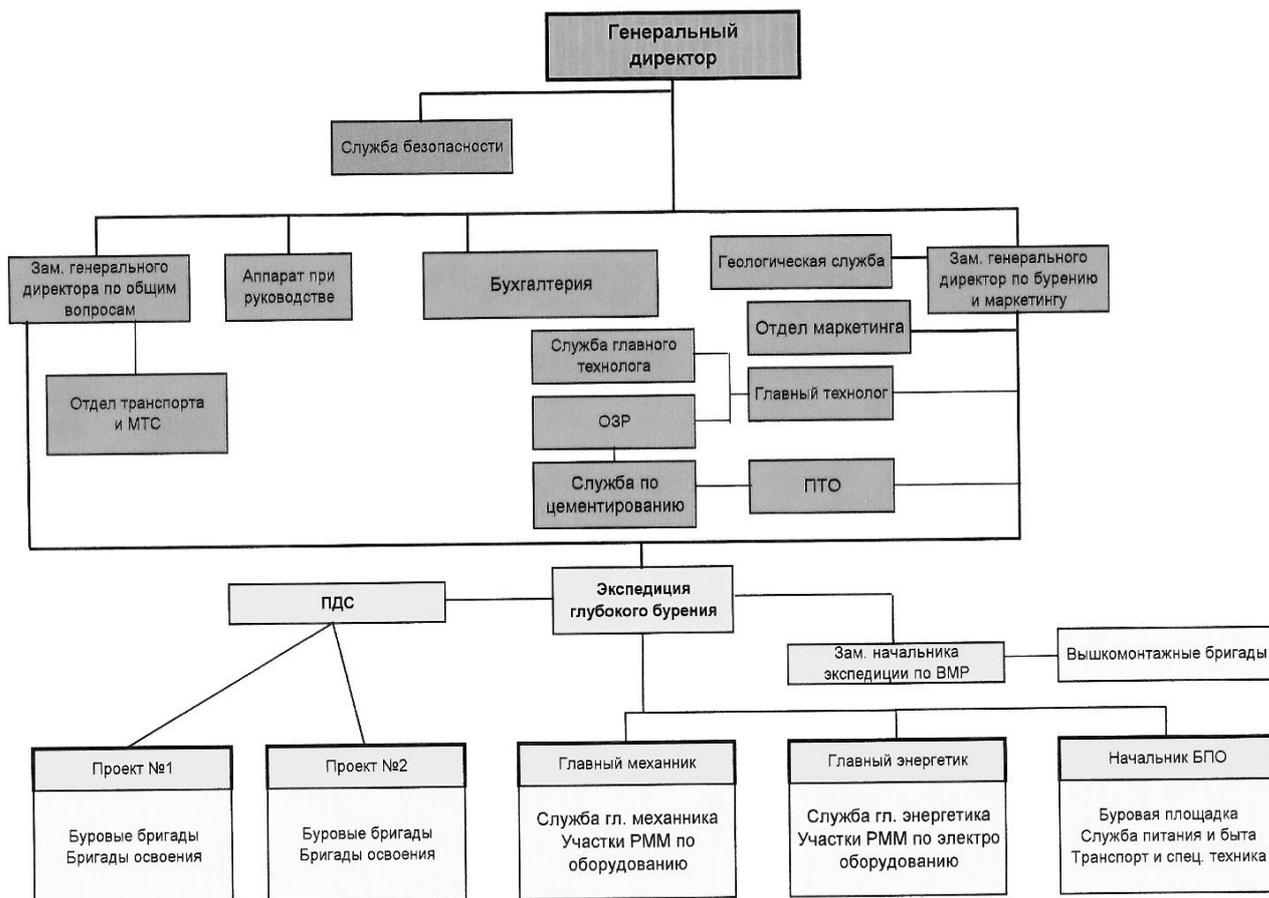


Рисунок 21 - Организационная структура предприятия

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б42Т	ФИО Гаврилов Илья Васильевич
-------------------	---------------------------------

ИПР бакалавриат	Направление/специальность	Бурение скважин «Нефтегазовое дело»
--------------------	---------------------------	--

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2730 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
--	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты;</li> <li>– (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенный уровень шума</li> <li>2. Повышенный уровень вибрации,</li> <li>3. Недостаточная освещенность рабочей зоны</li> <li>4. Повышенная запылённость и загазованность</li> </ol> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся части машин и механизмов,</li> <li>2. Пожаровзрывобезопасность,</li> <li>3. Электробезопасность</li> </ol>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу, литосферу. Разрушение плодородного слоя, загрязнение почвы, загрязнение водоемов, загрязнение недр, мероприятия по обеспечению экологической безопасности. Разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</p>

<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения Наиболее вероятным ЧС на объекте являются: возгорание, взрыв, подтопление, выброс. Действия при пожаре. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Пожаровзрывоопасность.</p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2018
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Алексеев Николай Архипович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Гаврилов Илья Васильевич		

## **V. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **ВВЕДЕНИЕ**

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

#### **5.1. Производственная безопасность**

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в приложении И.

##### **5.1.1. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению**

###### **Полевой этап**

###### **5.1.1.1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)**

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных 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.

К основным документам, регламентирующим межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте относится СПб.: ЦОТПБСП, 2001 [1].

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. Меры предосторожности, такие как ограждение зон повышенной опасности, принимаются для ограничения доступа работников в зоны, где возможно их падение с высоты, травмирование падающими с высоты материалами, инструментом и др. предметами, а также частями конструкций, находящихся в процессе сооружения, обслуживания, ремонта, монтажа или разборки. При проведении работ на высоте выставляются ограждения, обозначая границы опасных зон.

При расположении рабочих мест на перекрытиях воздействие нагрузок от размещенных материалов, оборудования, оснастки и людей не должно превышать расчетных нагрузок на перекрытие, предусмотренных проектом.

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

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

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться 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 медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [3], здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм человека на всех заданных режимах работы и предусмотренных условиях эксплуатации, а также создавать пожаровзрывоопасные ситуации;
- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих, а также выбросов смазывающих, охлаждающих и других рабочих жидкостей;
- 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, представляющих опасность травмирования работающих, если их наличие не определяется функциональным назначением этих элементов.

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 .

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [4] все опасные зоны оборудуются ограждениями. Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 [33] вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета.

### **5.1.1.3. Пожароопасность**

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории П-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:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомеднённого инструмента);
3. Удар молнии;
4. 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). Сечение проводов электрической сети должно соответствовать установленной мощности.

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омеднённого инструмента.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить специальную противопожарную подготовку,

которая состоит из первичного и вторичного противопожарных инструктажей. 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

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; обучать подчиненный персонал правилам пожарной безопасности и разъяснять порядок действий в случае возгорания или пожара; осуществлять постоянный контроль за соблюдением всеми рабочими противопожарного режима, а также своевременным выполнением противопожарных мероприятий; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара применять меры по его ликвидации.

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
2. Ведро пожарное 2 шт.
3. Багры 3 шт.
4. Топоры 3 шт.
5. Ломы 3 шт.
6. Ящик с песком, 0,2 м<sup>3</sup> 2 шт.

Пожарный щит необходим для принятия неотложных мер по тушению возможного возгорания до приезда пожарной бригады. Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания. В качестве огнетушительных веществ для тушения пожаров применяются: вода в виде компактных струй - для тушения твердых веществ; пены химические- для тушения нефти и ее продуктов, горючих газов; пены воздушно-механические- для тушения твердых веществ, нефти и ее продуктов; порошковый состав (флюсы), песок- для тушения нефти, металлов и их сплавов; углекислота твердая

(в виде снега)- для тушения электрооборудования и других объектов под напряжением; инертные газы- для тушения горючих газов и электрооборудования.

#### **5.1.1.4. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов**

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91 [3].

#### **5.1.1.5. Электрический ток**

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. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Основной причиной является нарушение правил работы под линиями электропередач.

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. Запрещается передавать сигналы путём натяжения провода. Включение и другие коммутации источников питания могут проводиться только операторами установок;

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности. В зависимости от назначения плакаты и знаки делятся на предупреждающие («Стой! Напряжение», «Не влезай! Убьет» и др.); запрещающие («Не включать. Работают люди» и др.); предписывающие («Работать здесь» и др.); указательные («Заземлено» и др.) [32].

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.

#### **5.1.1.6. Электрический ток**

При работе с компьютером существует опасность поражения электрическим током. Условия электробезопасности зависят и от параметров окружающей среды производственных помещений (влажность, температура, наличие токопроводящей пыли, материала пола и др.). Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением. Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых улучшается контакт человека с токоведущими частями .

Для профилактики поражения электрическим током в помещении, где проводятся камеральные работы необходимо проводить следующие мероприятия по обеспечению электробезопасности: изоляция всех токопроводящих частей и электрокоммуникаций, защитное заземление

распределительных щитов.

Поражение электрическим током может произойти в следующих случаях:

1. прикосновение к изолированным токоведущим частям установки;
  2. 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 [9].

В соответствии с классификацией помещений по опасности поражения людей электрическим током, приведенной в ПУЭ [31], жилые помещения, лаборатории и камеральные комнаты относятся к помещениям без повышенной опасности.

## **5.1.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению**

### **5.1.2.1. Превышение уровней вибрации**

Вибрация – это механические колебания. О вибрации также говорят в более узком смысле, подразумевая 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 [27].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [27] наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. Разделяют общую (вибрация, передаваемая на тело стоящего, сидящего или лежащего человека в точках его опоры) и локальную вибрацию (вибрация, передаваемая через кисти рук человека в местах контакта с управляемой машиной или обрабатываемым изделием). 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 [25]; общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006 [36]. Контроль за соблюдением установленных гигиенических нормативов по вибрации осуществляют соответствующие уполномоченные организации в ходе периодического контроля за соблюдением безопасных условий труда, аттестации рабочих мест и др.

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;
- создание условий труда, при которых вредное воздействие вибрации не усугубляется наличием других неблагоприятных факторов;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- обучение рабочих виброопасных профессий правильному применению машин, уменьшающему риск получения вибрационной болезни;
- 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.

### **5.1.2.2. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися**

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания:

- весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз;
- укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися;
- укусы и ужаливания ядовитых насекомых, пресмыкающимися и животными.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле и в августе.

Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

### **5.1.2.3. Тяжесть физического труда**

Физический труд характеризуется большой нагрузкой на организм, требующей преимущественно мышечных усилий и соответствующего энергетического обеспечения, а также оказывает влияние на функциональные системы (сердечно-сосудистую, нервно-мышечную, дыхательную и др.), стимулирует обменные процессы. Основным его показателем является тяжесть. По тяжести труда различают несколько классов, характеристики которых приведены в Р 2.2.2006-05 [35]. По рабочей позе – класс вредный первой степени (нахождение в позе стоя до 80 % времени смены). По массе поднимаемого и перемещаемого груза вручную постоянно в течении рабочей смены – вредный класс от первой до второй степени (до 20 кг и более 20 кг соответственно). Кроме этого, персонал, занятый на данном виде исследований, работает вахтовым

методом с ненормированным рабочим днем. Кроме того, и бытовые и природные полевые условия отражаются на физическом и нервно-эмоциональном состоянии рабочего персонала, приводит к нервному и физическому истощению, что в конечном итоге сказывается на результате работы и качестве полевого материала.

Для облегчения тяжелого физического труда используют различные машины, обеспеченные системой органов управления, правильно организуют рабочее время.

#### **5.1.2.4. Превышение уровней шума**

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

Первоначально слово шум относилось исключительно к звуковым колебаниям, однако в современной науке оно было распространено и на другие виды колебаний (радио-, электричество).

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 [13].

Таблица 26 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука [13]

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

#### 5.1.2.5. 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.

Установлено, что свет, помимо обеспечения зрительного восприятия, воздействует на нервную оптико-вегетативную систему, систему формирования иммунной защиты, рост и развитие организма и влияет на многие основные процессы жизнедеятельности, регулируя обмен веществ и устойчивость к воздействию неблагоприятных факторов окружающей среды.

Согласно СП 52.13330.2011 [20] различают естественное, искусственное и совмещенное освещение.

Освещение рабочих мест внутри помещения характеризуется освещенностью и яркостью. Естественное и искусственное освещение помещений вычислительных центров должно соответствовать СП 52.13330.2011 [20]. При этом естественное освещение должно осуществляться через окна и обеспечивать КЕО (таблица 53).

Таблица 27 - Нормы освещенности рабочих поверхностей [43]

Наименование помещений	Характеристика зрительной зоны	Размер объекта различения, мм	Нормы КЕО, %	Искусственная освещенность, лк	Тип светильника
Лаборатория и камеральные помещения	Средней точности	0,5-1	4 – верхнее или комбинированное; 1,5 - боковое	300	Люминисцентные азотсодержащие лампы (ЛД), для бокового освещения настольные лампы накаливания

Для местного освещения рабочих мест следует использовать светильники с непросвечивающими отражателями. Светильники должны располагаться таким образом, чтобы их светящиеся элементы не попадали в поле зрения работающих на освещаемом рабочем месте и на других рабочих местах. Местное освещение рабочих мест, как правило, должно быть оборудовано регуляторами освещения.

Освещение не должно давать блики, яркость светящихся поверхностей не должна быть более 200 нт/ М<sup>2</sup>.

Предпочтение должно отдаваться лампам дневного света ЛБ 40-2 и ДРЛ

60-2.

Для поддержания нормируемых значений освещенности необходимо своевременно проводить чистку стекол и светильников, замену перегоревших ламп.

#### **5.1.2.6. Повышенная запыленность рабочей зоны**

Воздушная среда производственных помещений, в которой содержатся вредные вещества в виде пыли и газов, оказывает непосредственное влияние на безопасность труда. Воздействие пыли и газов на организм человека зависит от их ядовитости (токсичности) и концентрации в воздухе производственных помещений, а также времени пребывания человека в этих помещениях.

При камеральной обработке полученных данных источником возникновения пыли может являться ее проникновение в помещение через открытые форточки, окна, двери. В связи с этим необходимо предусмотреть использование вытяжной вентиляции. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [7] запыленность в зале не должна превышать  $0,5 \text{ мг/м}^3$ . Мероприятиями по борьбе с запыленностью являются регулярные влажные уборки.

### **5.2. Экологическая безопасность**

При проведении буровых работ могут возникнуть следующие основные виды нарушений природной среды:

- отчуждение и приведение в негодность плодородных земель;
- нарушение почвенного слоя и уменьшение продуктивности почв на месте ведения буровых работ;
- поступление в водоносные горизонты и продуктивные пласты химических реагентов, применяемых в качестве добавок к буровым растворам;
- утечка и проникновение в продуктивный горизонт масел, нефтепродуктов и глинистых растворов, обработанных химическими реагентами;
- загрязнение поверхностных вод различными маслами, нефтепродуктами и химическими веществами, что ведёт к последующему проникновению этих вод

в скважину;

-загрязнение подземных вод в ходе бурения эксплуатационных скважин на нефть и газ при использовании таких технических и технологических средств, как торпедирование, соляно-кислотная обработка призабойной зоны пласта и гидроразрыв пласта.

### **5.3. Анализ влияния процесса бурения на окружающую среду**

Основными источниками загрязнения окружающей среды при бурении скважин являются:

- буровая установка;
- система приготовления и подачи буровых растворов;
- буровые сточные воды и шлам;
- двигатели внутреннего сгорания;

Склады горюче-смазочных материалов, реагентов для обработки тампонажных растворов;

- хозяйственно-бытовые строения; котельные.

При бурении скважин на нефть и газ появляются дополнительные источники загрязнения окружающей среды:

- факельные установки при сжигании газа;
- амбары пластовых флюидов.

Влияние потенциальных загрязнителей на окружающую среду не одинаково и зависит от:

- типа буровой установки, способа монтажа и вида привода;
- конструкции скважины;
- применяемого способа бурения;

### **5.4. Мероприятия по охране земель**

При подготовке площади под строительство скважины нужно строго соблюдать нормы отвода земель. Выбираем площадку под бурение куста скважин, которая должна иметь обваловку высотой не менее 1 м, для исключения попадания загрязненных сточных вод в водоемы. Буровая площадка должна быть

очищена от леса, кустарника, травы и спланирована с учетом создания уклона в сторону шламовых амбаров, обеспечивающего водосток. Величина уклона не должна превышать 0,5 м.

При разливах нефти на поверхность почвы, ее необходимо удалить, затем загрязненные участки обработать собирающими материалами (торф, древесная стружка), вещество удалить с поверхности почвы в место захоронения отходов.

Рекультивации подлежат загрязненные земли всех категорий. Рекультивация происходит в два этапа: механическая (приводят загрязненные площади в порядок, планируют), биологическая рекультивация (восстанавливают структурные свойства плодородного слоя).

### 5.5. Объёмы отходов бурения

Основными отходами при бурении скважин являются буровой шлам и отработанный буровой раствор. Объем бурового шлама равен объему скважины и определяется по формуле:

$$V_{\text{БШ}} = 0,785 \times (L_{\text{к}} \cdot D_{\text{к}}^2 + (L_{\text{ЭК}} - L_{\text{к}}) \times D_{\text{ЭК}}^2), \quad (29)$$

где  $L_{\text{к}}$ ,  $D_{\text{к}}$  – длина и диаметр кондуктора, соответственно;

$L_{\text{ЭК}}$ ,  $D_{\text{ЭК}}$  – длина и диаметр эксплуатационной колонны, соответственно.

$$V_{\text{БШ}} = 0,785 \times (950 \times 0,2191^2 + (2730 - 950) \times 0,146^2) = 65,58 \text{ м}^3.$$

Объем отработанный буровой раствор можно считать так же приблизительно равным объему скважины, плюс объем раствора, используемого для освоения скважины (1,5 объема скважины):

$$V_{\text{ОБР}} = V_{\text{СКВ}} + 1,5 \times V_{\text{СКВ}}, \quad (30)$$

$$V_{\text{ОБР}} = 65,58 + 1,5 \times 65,58 = 163,96 \text{ м}^3.$$

Также одним из основных источников загрязнения окружающей природной среды при бурении скважин являются буровые сточные воды. Согласно, при бурении скважин в Западной Сибири, удельный объем буровых сточных вод на один метр проходки составляет 0,24 м<sup>3</sup>. Тогда объем буровых сточных вод составит:

$$V_{\text{БСВ}} = 0,24 \times 163,96 = 39,35 \text{ м}^3.$$

## **5.6. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть при бурении скважин**

Чрезвычайная ситуация (ЧС)—обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник ЧС - Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [34].

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;
- пожары (взрывы) на транспорте.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (территория г. Томск) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;
- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;
- принять меры по организации эвакуации людей;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

Должностное лицо в свою очередь обязано:

- продублировать сообщение о возникновении пожара в пожарную охрану и поставить в известность вышестоящее руководство;

- направить работника для организации встречи подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара;
- в случае угрозы жизни людей организовать их спасение;
- при необходимости отключить электроэнергию;
- прекратить все работы в здании, кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;
- удалить за пределы опасной зоны всех работников, не участвующих в тушении пожара;
- осуществить общее руководство по тушению пожара до прибытия пожарной охраны;
- обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, участвующими в тушении пожара, от возможных обрушений конструкций, поражения электрическим током, отравления дымом, ожогов;
- одновременно с тушением пожара организовать эвакуацию и защиту материальных ценностей.

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

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. 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. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка

данного объекта. 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 [39].

Рабочий несет ответственность за:

1. соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
2. выполнение требований инструкций (паспортов) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаробезопасности и электробезопасности;
3. качественное выполнение работ;
4. сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
5. аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Перед началом работ рабочий должен:

1. проверить наличие защитных средств;
2. проверить наличие средств пожаротушения;
3. ознакомиться с условиями производства и характером работ и поучить разрешение на производство работ у лица, ответственного за безопасное производство работ.

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.

Все работники лаборатории обязаны пройти инструктаж по технике безопасности: знать меры при возникновении ЧС, расположение первичных средств пожаротушения, план эвакуации и нахождение кнопок оповещения.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);
- за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада);
- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории Томской области, согласно Справочнику базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,2.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе технологического проектирования скважины с проектной глубиной 2730м, определены такие параметры, как: конструкция скважины, число обсадных колонн и глубин их спуска, интервалы затрубного цементирования, диаметры скважин по каждую колонну, а также способ бурения и другие параметры, способствующие рентабельности и эффективности проектирования сооружения разведочной скважины при данном геологическом строении района.

При строительстве скважины выполняются следующие виды работ: бурение ствола скважины, наращивание бурильной колонны, операции по спуско-подъему инструмента, промывка ствола скважины, спуск и цементирование обсадных колонн, затворение и закачка тампонажной смеси, сбор и фиксация информации о процессе цементирования на всех этапах проведения работ, каротажные работы, извлечение из скважины образца породы (керн), а также работы, связанные по вызову притока. Данный проект отвечает всем технологическим требованиям и может быть использован для строительства вертикальных разведочных скважин на нефть, различными буровыми компаниями.

В исследовательской работе «Специальная часть» рассмотрены различные методы интенсификации притока скважины, и обоснован самый рациональный и рентабельный метод.

Также в организационно-экономическом разделе скважины, рассчитана нормативная продолжительность строительства скважины, времени бурения, времени спуско-подъемных операций и затвердевания цемента, сметная стоимость скважины, что позволяет осуществить качественную работу и рентабельность для нефтегазового предприятия.

В разделе «Социальная ответственность» проработаны основные моменты производственной, экологической и пожарной безопасности, безопасности при чрезвычайных ситуациях, а также мероприятия по их успешной ликвидации без причинения вреда себе и окружающей среде.

## Список использованных источников

1. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин [Текст]: справочник. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
2. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.– М.: недра, 1996.
3. Учебно-методические указания по выполнению дипломного проекта специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Р.А. Исмаков [и др.]. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2013. – 16 с.
4. Конесев, Г.В. Методическое руководство по расчету бурильных колонн [Текст]: учебник / Г.В. Конесев, Н.М. Филимонов – Уфа: УНИ, 1985. – 76 с.
5. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. – М.: 1999.
6. Булатов, А.И. Технология промывки скважин [Текст]: учебник / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, В.И. Рябченко. – М.: Недра, 1981. – 301 с.
7. Дихтярь, Т.Д. Учебно-методическое пособие по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [Текст]: учеб.-метод. пособие / сост.: Т.Д. Дихтярь, А.Н. Попов. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 40 с.
8. Соловьев, Е.М. Заканчивание скважин [Текст]: учебник / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1985. – 196 с.
9. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [Текст]: утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 № 101: ввод в действие с 18.12.13. – М.: 2013. – 145 с
10. Басарыгин Ю.М., Булатов А.М., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин: учеб. пособие для ВУЗов – М: ООО «Недра – Бизнес-Центр», 2000 – 697 с.
11. Спрынник Ю.Н. нефть, газ, оборудование: терминологический словарь . – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2004 – 311 с.

12. Щукин А.А. Строительство скважин: учебное пособие . – Томск: Изд. СТТ, 2005-588
13. Проселков Ю.М., Проселков Е.Б. Лабораторный практикум по буровым промывочным и тампонажным растворам : учеб. пособие . – Краснодар: Кубань, гос.технолог. Ун – т., 1999-344 с.
14. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности . – М. НПО ОБТ, 2003 – 160 с.
15. Инструкция по расчету обсадных колонн на герметичность. – М.: ОАО «Нефтяник», 1999-35 с.
16. Дунаев В.Ф. «Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности», Москва 2004г.
17. Басарыгин Ю.М., Булатов А.М., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учеб.для ВУЗов. – М.: ООО«Недра – Бизнес-Центр», 2000 – 697 с.
- 18.Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: учеб.пособие для вузов. М.: Недра, 1999 – 424 с.
19. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / коллектив авторов под общей редакцией А.М. Гусмана и К.П. Порожского . – Екатеринбург: УГГГА. 2002 – 592 с.

## Приложение А

(Обязательное)

### Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1. - Стратиграфическое деление разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
0	46	Четвертичн. отлож.	Q	0	-	1.3
46	269	Некрасовская	Pg <sub>3</sub> -N nk	0	-	1.3
269	407	Чеганская	Pg <sub>2</sub> -Pg <sub>3</sub> cg	0	-	1.3
407	577	Люлинворская	Pg <sub>2</sub> ll	0	-	1.3
577	627	Талицкая	Pg <sub>1</sub> tl	0	-	1.3
627	773	Ганькинская	K <sub>2</sub> gn	0	-	1.7
773	828	Славгородская	K <sub>2</sub> sl	0	-	1.7
828	896	Ипатовская	K <sub>2</sub> ip	0	-	1.7
896	914	Кузнецовская	K <sub>2</sub> kz	0	-	1.7
914	1701	Покурская	K <sub>1-2</sub> pk	0	-	1.7
1701	1761	Алымская	K <sub>1</sub> al	0	-	1.7
1761	2252	Киялинская	K <sub>1</sub> kls	0	-	1.7
2252	2344	Тарская	K <sub>1</sub> tr	0	-	1.1
2344	2650	Куломзинская	K <sub>1</sub> klm	0	-	1.1
2650	2668	Баженовская	J <sub>3</sub> bg	1,5	-	1.1
2668	2730	Васюганская	J <sub>3</sub> vs	2-3	-	1.1

Таблица А.2. - Литологическая характеристика разреза скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы полное название, характерные признаки ( структура, текстура, минеральный состав и т.п. )
	от верх	до низ	краткое название	
Q	0	46	пески, супеси, суглинки, глины	Почвено-растительный слой, пески и супеси желтые, разномзернистые, полимиктовые; глины, суглинки желтые.

Pg <sub>3</sub> -N nk	46	269	пески, глины	Глины оливково-зеленые, жирные, пластичные, тонкослоистые, кварцевые, кварц-полевошпатовые.
Pg <sub>2</sub> -Pg <sub>3</sub> cg	269	407	глины алевролиты пески	Глины темно-серые, серые, с прослоями слабосцементированных алевролитов и песков полимиктовых.
Pg <sub>2</sub> ll	407	577	глины алевролиты	Глины светло-серые, до темных. Зеленовато-серые, мелко- и крупнозернистые.
Pg <sub>1</sub> tl	577	627	глины алевролиты	Глины темно-серые, плотные, вязкие, иногда комковатые, алевролиты разнозернистые, в верхней части мергель серый с зеленоватым оттенком.
K <sub>2</sub> gn	627	773	глины опоковидные	Глины темно-серые, серые, алевролитистые, плотные с прослоями опок.
K <sub>2</sub> sl	773	828	глины алевролиты пески	Глины темно-зеленые, серые, опокovidные, плотные. Алевролиты песчанистые, темно-серые, плотные. Пески серые, мелкозернистые.
K <sub>2</sub> ip	828	896	алевролиты песчаники глины	Чередование глин, песчаников и алевролитов. Глины, темно-серые, жирные на ощупь, плотные. алевролиты серые, темно-серые песчанистые.
K <sub>2</sub> kz	896	914	глины	Глины темно-серые, жирные на ощупь, с ходами плоедов.
K <sub>1-2</sub> pk	914	1701	алевролиты глины песчаники аргиллиты песчаники	Алевролиты песчанистые тонкозернистые, серые. Глины алевролитистые плотные. Песчаники серые, слюдистые, слабосцементированные. Песчаники глинистые среднесцементированные.
K <sub>1</sub> al	1701	1761	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное переслаивание аргиллитов, песчаников и алевролитов. Аргиллиты темно-серые, слоистые, плитчатые. Песчаники серые и светло-серые, разнозернистые, полимиктовые, слабосцементированные. Алевролиты серые, темно-серые плотные, слоистые, разнозернистые.

Продолжение таблица А.2.

K <sub>1</sub> kls	1761	2252	аргиллиты алевролиты песчаники	Аргиллиты пестроцветные, плотные, комковатые. Алевролиты песчанистые буровато-серые, слоистые. Песчаники светло-серые, голубовато-зеленовато-серые, плотные
K <sub>1</sub> tr	2252	2344	песчаники аргиллиты алевролиты	Частое и редкое переслаивание песчаников аргиллитов, алевролитов. Песчаники светло-серые и темно-серые, и Алевролиты глинистые, серые, косослоистые, крепкие.
K <sub>1</sub> klm	2344	2650	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное чередование аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты серые, алевролитистые, массивные, плотные, иногда слоистые. Песчаники серые, преимущественно мелкозернистые, полимиктовые, известковистые.
J <sub>3</sub> bg	2650	2668	аргиллиты	Аргиллиты темно-серые до черных, плотные крепкие битуминозные, иногда с запахом бензина.
J <sub>3</sub> vs	2668	2730	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное переслаивание аргиллитов буровато-серых и углистых темно-серых аргиллитов, алевролитов светло-серых, тонкозернистых и слоистых, песчаников серых, мелко- и среднезернистых, косослоистых и полимиктовых.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками. Строение геологического разреза Двуреченского месторождения типично для нефтегазовых месторождений Томской области. Продуктивный горизонт – тюменская свита выражена переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глинами темно-серыми, местами битуминозными.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см <sup>3</sup>	Пористость %	Проницаемость м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность, %	Предел текучести, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Твёрдость, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
Q - K <sub>2</sub> ip	0	750	глины, алевролиты, песчанники,	1,9-2,3	35-10	9,6	66	0-5	9-213	10 – 12	1,2 -4,0	I-II	M
K <sub>2</sub> kz - K <sub>1-2</sub> pk	750	1130	песок, песчанники	2,3	21	4,5	12	0-5	9-213	12-18	1,2-4,0	III-VIII	MC, C
K <sub>1</sub> al - J <sub>3</sub> bg	1130	2400	аргилиты, песчанники	2-2,4	14,08	1,4	16	0 - 10	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	C
K <sub>1</sub> (AC <sub>12</sub> )	2400	2730	песчанники	2,1	18	3,3	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	C

Физико-механические свойства пород Двуреченского месторождения типичны для месторождений Томской области. Продуктивный пласт в интервале 2668—2700 метров представлен песчаником, плотностью 2100 кг/м<sup>3</sup>, проницаемостью 3,3 мДарси, пористостью 18%, глинистостью 11%. В соответствии с данными таблицы коллектор низкопроницаемый и это следует учесть при выборе конструкции эксплуатационного забоя.

Таблица А.4. - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратигра фического подраздел ения	Интервал, м		Градиент давления												°С в конце интервала	
	от верх	до низ	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			°С	источн ик получе ния
			кгс/см <sup>2</sup> на м		источ ник получ ения	кгс/см <sup>2</sup> на м		источ ник получ ения	кгс/см <sup>2</sup> на м		источ ник получ ения	кгс/см <sup>2</sup> на м		источн ик получе ния		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
Q	0	46	0,0	0,1	ПГФ	0,0	0,1	ПГФ	0,0	0,2	ПГФ	0,0	0,2	ПГФ	23	ПГФ
Pg <sub>3</sub> -N nk	46	269	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	30	ПГФ
Pg <sub>2</sub> -Pg <sub>3</sub> cg	269	407	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,2	0,21	ПГФ	34	ПГФ
Pg <sub>2</sub> ll	407	577	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,21	0,21	ПГФ	41	ПГФ
Pg <sub>1</sub> tl	577	627	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,21	0,21	ПГФ	42	ПГФ
K <sub>2</sub> gn	627	773	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,21	0,22	ПГФ	43	ПГФ
K <sub>2</sub> sl	773	828	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K <sub>2</sub> ip	828	896	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K <sub>2</sub> kz	896	914	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K <sub>1-2</sub> pk	914	1701	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,18	0,18	ПГФ	0,22	0,23	ПГФ	75	ПГФ
K <sub>1</sub> al	1701	1761	0,101	0,101	РФЗ	0,1	0,101	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	75	РФЗ
K <sub>1</sub> kls	1761	2252	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	82	РФЗ
K <sub>1</sub> tr	2252	2480	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	85	РФЗ
K <sub>1</sub> klm	2480	2650	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	91	РФЗ
J <sub>3</sub> bg	2650	2668	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,17	0,17	РФЗ	0,23	0,24	РФЗ	92	РФЗ
J <sub>3</sub> vs	2668	2730	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,16	0,16	РФЗ	0,24	0,23	РФЗ	93	РФЗ

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 93 °С

## Приложение Б

(Обязательное)

### Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1. - Водоносность.

Индекс пласта	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит м <sup>3</sup> /сут	Фазовая проницаемость, м.Дарси	Степень минерализации и М, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
		от (верх)	до (низ)						
группа А Ю <sub>1</sub>	Pg <sub>2</sub> -Pg <sub>3</sub>	20	ПК 350	пор.	1,0	1,0	500	0	да
	K <sub>1-2</sub>	930	1720	пор.	1,01	200,0	300	15,0	нет
	K <sub>1</sub>	1750	2000	пор.	1,01	3,0	20	18,0	нет
	K <sub>1</sub>	2260	2650	пор.	1,01	12,0	30	17,0	нет
	J <sub>3</sub>	2695	2730	пор.	1,02	5,6	10	33,4	нет

Из таблицы видно, что разрез представлен пятью водоносными коллекторами.

Воды комплекса используются для питьевого водоснабжения и технологических нужд при строительстве скважины.

Таблица Б.2. - Нефтеносность.

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т
от	до				
2480	2520	поровый	0,796	20	59
2540	2650	поровый	0,775	50	64
2668	2700	поровый	0,788	150	66

Проектируется отдельная эксплуатация пластов K<sub>1</sub>(AC<sub>10</sub>), K<sub>1</sub>(AC<sub>11</sub>) и K<sub>1</sub>(AC<sub>12</sub>), начиная с пласта K<sub>1</sub>(AC<sub>12</sub>).

## Приложение В

(Обязательное)

### Зоны возможных осложнений

Таблица В.1. - Ожидаемые осложнения и их характеристика.

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	690	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
690	2015		слабые
2015	2200		интенсивные
1110	2015		вода, $\rho = 1,01$ г/см <sup>3</sup>
2400	2450		нефть, $\rho = 0,796$ г/см <sup>3</sup>
2460	2510		нефть, $\rho = 0,775$ г/см <sup>3</sup>
2668	2700		нефть, $\rho = 0,788$ г/см <sup>3</sup>
0	690		
1110	1550		
1550	2730		
0	690		Максимальная интенсивность поглощения до 5,0 м <sup>3</sup> / час
1110	2015		
2015	2600		

Осложнения, описанные в таблице В.1., являются типичными для данных горных пород. На борьбу с ними уходит достаточно большое количество времени. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

## Приложение Г

(Обязательное)

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

Таблица Г.1. - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-950	950-2730
Исходные данные			
$\alpha$	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1100	1260	1830
$D_{д}, \text{см}$	39.37	26.99	18.89
$\eta$	1	-	-
$\delta, \text{см}$	1.5	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0.2	1	2
$G_{пред}, \text{кН}$	280	100	80
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	29	22	30
$G_2, \text{кН}$	78	269	378
$G_3, \text{кН}$	224	80	64
$G_{проект}, \text{кН}$	78	80	64

## Приложение Г1

(Обязательное)

### Расчет требуемого расхода бурового раствора

Таблица Г1.1. - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-950	950-2730
Исходные данные			
$D_d$ , м	0.3937	0.2699	0.1889
$K$	0.65	0.5	0.4
$K_k$	1.3	1.5	1.35
$V_{кр}$ , м/с	0.15	0.12	0.1
$V_m$ , м/с	0.0030	0.0030	0.0015
$d_{от}$ , м	0.127	0.127	0.127
$d_{мах}$ , м	0.203	0.235	0.166
$d_{нмах}$ , м	0.0254	0.0127	0.0111
$n$	3	5	6
$V_{кпмин}$ , м/с	0.5	0.5	0.5
$V_{кпмах}$ , м/с	1.3	1.3	1.5
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0.02	0.02	0.02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1.190	1.151	1.092
$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	2.1	2.3	2.2
Результаты проектирования			
$Q_1$ , л/с	79	28	11
$Q_2$ , л/с	38	18	5
$Q_3$ , л/с	163	55	24
$Q_4$ , л/с	72	36	12
$Q_5$ , л/с	44	37	39
$Q_6$ , л/с	-	37-55	24-39

Таблица Г1.2. - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60-950	950-2730
Исходные данные			
$Q_1$ , л/с	79	28	11
$Q_2$ , л/с	38	18	5
$Q_3$ , л/с	86	55	24
$Q_4$ , л/с	72	36	12
$Q_5$ , л/с	44	37	39

Продолжение таблица Г1.2.

$Q_6$ , л/с	-	37-55	24-39
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q$ , л/с	140	51	38
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q$ , л/с	65	45	22
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$ , л/с	-	57	38
$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1000	1000
$\rho_{бр}$ , кг/м <sup>3</sup>	-	1151	1090
$M_{тм}$ , Н*М	-	21500	15500
$M_{тб}$ , Н*М	-	36000	13800

## Приложение Г2

(Обязательное)

### Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Г2.1. - Проектирование бурильной колонны по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	60	Долото 393,7 М-ЦВ	0,18	0,40	Бурение вертикального участка под направление
			Переводник П-3-177/171	0,1 (0,28)	0,52	
			УБТ 203x100 Д	2,3 (2,58)	12	
			Переводник П 3-171/147	0,1 (2,68)	0,52	
			УБТ 178x80 Д	1,87 (4,55)	12	
			Переводник П 3-147/133	0,05 (4,6)	0,54	
			ТБПК 127x10 Е	1,11 (5,71)	До устья	
			PDC 269,9 В516ТВ	0,07	0,29	
2	60	950	Переводник П 3-152/152	0,073 (0,143)	0,52	Бурение вертикального участка под кондуктор Бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну
			Калибратор К 269,9 МС	0,18 (0,323)	1,0	
			ВЗД Д240М.7/8.41	1,86 (2,183)	8,54	
			Переводник П 3-171/152	0,074 (2,257)	0,51	
			КО-210	0,1 (2,357)	0,63	
			Переводник П 3-147/152	0,09 (2,447)	0,52	
			УБТ 178x80 Д	9,36 (11,807)	60	
			Переводник П 3-147/133	0,08 (11,887)	0,54	

Продолжение таблицы Г2.1.

			ТБПК 127x10 Е	28,17 (40,057)	До устья	
			РДС 188,9 В613НТ	0,05	0,25	
3	950	2730	Переводник П 3-117/117	0,036 (0,086)	0,46	Бурение вертикального участка под эксплуатацион ную колонну
			Калибратор КС 188,9 СТ	0,044 (0,013)	0,42	
			ВЗД ДГР-165.7/8.49	1,01 (1,14)	8,65	
			КО-162	0,07 (1,21)	0,51	
			Переводник П 3-121/133	0,04 (1,25)	0,4	
			УБТ 146x68 Д	6,18 (7,43)	60	
			Переводник П 3-121/133	0,06 (7,49)	0,50	
			ТБПК 127x10 Е	85,36 (92,85)	До устья	
4	2470	2710	Бурголовка РДС 188,8/80 В613С9	0,012	0,25	Бурение вертикального участка для отбора керна
			Переводник П-3-150/121	0,04 (0,05)	0,4	
			Керноотборный снаряд УБТ СК- 136/80	2,3 (2,35)	14,8	
			Переводник П 3-171/147	0,03 (2,38)	0,4	
			УБТ 146x68 Д	2,02 (4,40)	24	
			Переводник П-3-121/133	0,04 (4,44)	0,4	
			ТБПК 127x10 Е	86,26 (90,70)	2687	

## Приложение Г3

(Обязательное)

### Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Г3.1. - Результаты расчетов системы бурового раствора под интервал 0-2730м

Направление Интервалбурения, 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	60	60	393,7	-	1,3	9,67
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,77
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 6,74
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 0,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>1</sub> = 23,34
Объемраствора к приготовлению:						V <sub>бр</sub> = 31,16
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев1</sub> = 11,67
Кондуктор Интервалбурения, м.		Длинаинте рвала, 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					
60	950	890	269,9	279,9	1,3-1,7	77,28
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 8,68
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 51,30
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 4,45
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 158,56
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> = 222,99
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев1</sub> = 11,67
Объемраствора к приготовлению:						V <sub>2'</sub> = 211,32
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев2</sub> = 79,28
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					
950	2380	1430	188,9	198,9	1,7-1,1	87,19
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 9,73
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 41,45
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 7,15
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>3</sub> = 178,38
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> = 236,71

Продолжение таблицы Г.3.

Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала					$V_{\text{перев}2} = 79,28$	
Объемраствора к приготовлению:					$V_{3'} = 157,43$	
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, $\text{м}^3$ .
от	до					
2380	2730	350	188,9	198,9	1,1	40,29
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации					$V_{\text{фил}} = 1,82$	
Расчетные потери бурового раствора при очистке					$V_{\text{пот}} = 7,75$	
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО					$V_{\text{спо}} = 1,75$	
Объем раствора в конце бурения интервала					$V_4 = 84,57$	
Общая потребность бурового раствора на интервале:					$V_{\text{бр}} = 95,89$	
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала					$V_{\text{перев}3} = 0$	
Объемраствора к приготовлению:					$V_{4'} = 95,89$	

Таблица Г3.2. - Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Направление 0-60	
Плотность, $\text{г}/\text{см}^3$	1,19
Условная вязкость, с	40
Содержание песка, %	< 2
Кондуктор 60-950	
Плотность, $\text{г}/\text{см}^3$	1,15
Условная вязкость, с	35
Пластическая вязкость, сПз	18
ДНС, дПа	80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, $\text{см}^3/30$ мин	10
рН	9
Содержание песка, %	< 1,5
Эксплуатационная колонна 950-2730	
Плотность, $\text{г}/\text{см}^3$	1,09
Условная вязкость, с	30
Пластическая вязкость, сПз	16
ДНС, дПа	70
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, $\text{см}^3/30$ мин	10
рН	9
Содержание песка, %	< 1,5

## Приложение Г4

(Обязательное)

### Выбор гидравлической программы промывки скважины

Таблица Г4.1. - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
ПОД НАПРАВЛЕНИЕ									
0	60	БУРЕНИЕ	0,34	0,05	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	115,5	4,13
ПОД КОНДУКТОР									
60	950	БУРЕНИЕ	0,72	0,107	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	13	92,2	5,42
ПОД ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ КОЛОННУ									
950	2730	БУРЕНИЕ	1,38	0,089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	108,5	5,94
ОТБОР КЕРНА									
2470	2710	ОТБОР КЕРНА	1	0,065	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	106,7	4,13

Таблица Г4.2. - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	85	160	220,5	0,9	125	30,6	61,2
60	950	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	85	160	220,5	0,9	120	29,37	58,75
950	2730	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	85	160	220,5	0,9	125	25	25
2470	2710	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	85	160	220,5	0,9	75	18,3	18,3

Таблица Г4.3. - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	110,9	93,7	0	7,1	0,1	10
60	950	БУРЕНИЕ	214,5	57,7	69,3	75,0	2,5	10
950	2730	БУРЕНИЕ	173,7	75,8	33,3	33,8	24,2	6,9
2470	2710	ОТБОР КЕРНА	113,7	72,6	0	17,4	20	3,6

## Приложение Д

(Обязательное)

### Конструирование обсадной колонны по длине

Таблица Д.1. - Характеристика обсадных колонн

№ секци й	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	Σ	
1	Д	7,7	300	27,02	8106	64688	2430-2730
2	Д	7,0	330	24,78	8177		2100-2430
3	Д	6,5	2100	23,05	48405		0-2100

## Приложение Д1

(Обязательное)

### Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Таблица Д1.1. - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. жидкости	Объем жидк., м <sup>3</sup>	Плотн. жидк., кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для пригот. жидк., м <sup>3</sup>	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	4,81	1050	19,23	МБП-СМ	67,3 / 3	-	-
	14,42			МБП-МВ	173 / 7	-	-
Обл.тамп. р-р	37,86	1400	25,27	НТФ	16,3 / 1	ПЦТ-III-Об(4)-100	31,20/32
Тамп.р-р норм.плотн.	4,35	1800	2,7	НТФ	1,9 / 1	ПЦТ-II-150	5,56/6

## Приложение Д2

(Обязательное)

### Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования

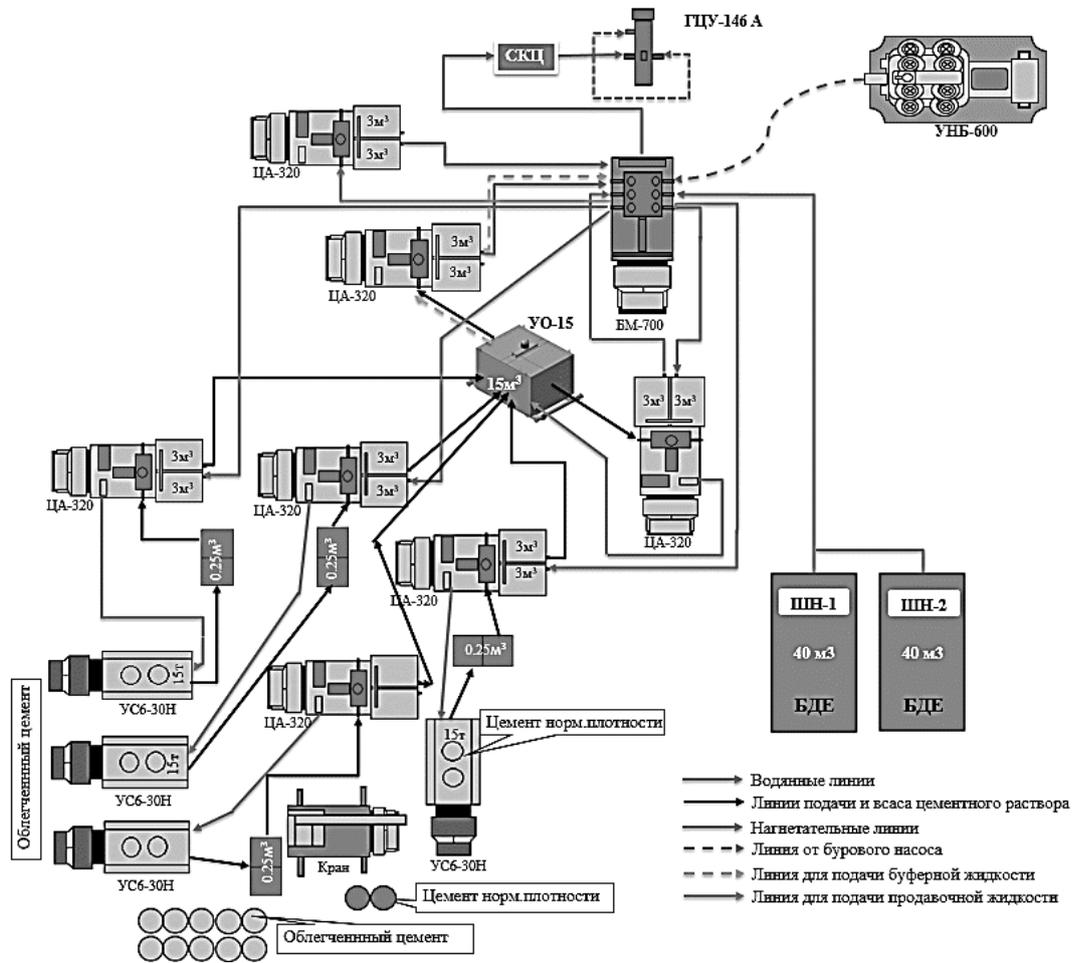


Рисунок Д2.1. - Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования

## Приложение Е

(Обязательное)

### Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Таблица Е.1. - Состав комплекса и технические характеристики

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубризатора.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Лубризатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Кран шаровый КШН-73х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80х21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубок-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80 .	

Продолжение таблицы Е.1.

Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80.	
Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80.	

## Приложение Е1

(Обязательное)

### Скважинное оборудование для свабиворонения КС-62

Таблица Е1.1 - Состав оборудования свабиворонения и технические характеристики

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

## Приложение Ж

(Обязательное)

### Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Таблица Ж.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Затраты зависящие от времени</b>									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	128,15	4	512,60	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	137,19	-	-	0,12	16,46	2,15	294,95	6,61	906,82
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, развед. бурение), сут	18,90	4	75,60	0,12	2,27	2,15	40,63	6,61	124,93
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	26,67	-	-	0,12	3,20	2,15	57,34	6,61	176,29
Содержание полевой лаборатории, разведочное бурение	6,54	-	-	0,12	0,78	2,15	14,06	6,61	43,23
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, развед. бурение), сут	242,86	4	971,44	0,12	29,14	2,15	522,15	6,61	1605,30
Износ бурового инструмента к-т, сут	27,51	4	110,04	0,12	3,30	2,15	59,14	6,61	181,84
Износ ловильного инструмента при разведочном бурении, сут	5,95	-	-	0,12	0,71	2,15	12,79	6,61	39,33

Продолжение таблицы Ж.1

Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1316,00	1,2	1579,2	0,12	157,92	2,15	2829,40	6,61	8698,76
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	852,29	-	-	-	-	2,15	1832,42	6,61	5633,64
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,12	1,93	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	2,15	530,23	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	6,61	2448,01
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,12	2,78	2,15	49,92	6,61	153,48
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,12	16,67	2,15	298,61	6,61	918,06
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,12	12,10	2,15	216,80	6,61	666,55
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,12	1,07	2,15	19,13	6,61	58,82
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,12	4,07	2,15	72,92	6,61	224,21
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,12	12,05	2,15	216,86	6,61	661,00
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы Ж.1

Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,12	20,32	2,15	363,97	6,61	1119,01
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,12	1,79	2,15	32,08	6,61	98,62
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2	-	-
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8213,15		2372,25		13309,16		24659,25
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>									
393,7 М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
PDC 269,9 B516ТВ	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
PDC 188,9 B613НТ	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512

Продолжение таблицы Ж.1

Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,944		747,883		5187,779		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8213,15		2542,19		14057,04		29847,03		
Всего по сметному расчету, руб	52117,22								

Таблица Ж.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	137,19	0,15	20,58	0,69	94,66	1,40	192,06
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, развед. бурение), сут	18,9	0,15	2,835	0,69	13,04	1,40	26,46
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	26,67	0,15	4,00	0,69	18,40	1,40	37,34
Содержание полевой лаборатории, разведочное бурение, сут	6,54	0,15	0,98	0,69	4,51	1,40	9,16
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, развед. бурение), сут	242,86	0,15	36,43	0,69	167,57	1,40	340,00
Износ бурового инструмента к-т,сут	27,51	0,15	4,13	0,69	18,98	1,40	38,51

Продолжение таблицы Ж.2

Износ ловильного инструмента при разведочном бурении, сут	5,95	0,15	0,89	0,69	4,11	1,40	8,33
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1316	0,15	197,40	0,69	908,04	1,40	1842,40
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,15	205,20	0,69	943,92	1,40	1915,20
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,15	62,91	0,69	289,38	1,40	587,16
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,15	20,83	0,69	95,83	1,40	194,44
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,15	15,13	0,69	69,57	1,40	141,18
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,15	1,33	0,69	6,14	1,40	12,46
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,15	15,06	0,69	69,27	1,40	140,56
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,15	25,39	0,69	116,81	1,40	237,00
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,15	2,76	0,69	12,69	1,40	25,76
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,15	5,09	0,69	23,40	1,40	47,48
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-299, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-219, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-146, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-219/270, шт	25,4	-	-	16	406,4	-	-
Центратор ЦЦ-146/191-216, шт	18,7	-	-	-	-	50	935
ЦКОДМ-219, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОДМ-140, шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-219, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-

Продолжение таблицы Ж.2

Продавочная пробка ПРП-Ц-146, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер заколонный ППП-168	590,9	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементировочная ГЦУ-219	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-140	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			720,40		7025,22		10391,95
Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 299х9,5, м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 219х8,9, м	28,53	-	-	800	22824	-	-
Обсадные трубы 140х7,7 м	25,41	-	-	-	-	80	2032,8
Обсадные трубы 140х7, м	23,67					10	236,7
Обсадные трубы 140х6,2, м	19,96	-	-	-	-	2400	47904
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,2
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	15,0
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,35
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1377,0

Продолжение таблицы Ж.2.

Транспортировка обсадных труб запаса , т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	2573,2		25538		55704,92		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	3293,6		32563,22		66096,87		
Всего по сметному расчету, руб	101953,69						

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Ж.3.

Таблица Ж.3. - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
<b>Глава 1</b>	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
<b>Глава 2</b>	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
<b>Глава 3</b>	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	52117
Крепление скважины	101953
Итого по главе 3	154070
<b>Глава 4</b>	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
<b>Глава 5</b>	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17025

Продолжение таблицы Ж.3.

Итого по главе 5	17025
<b>Глава 6</b>	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764
Итого по главам 1-6	349805
<b>Глава 7</b>	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	57368
Итого по главе 7	57368
<b>Глава 8</b>	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	32573
Итого по главе 8	32573
<b>Глава 9</b>	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	20228
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	12762
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	7915
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	250,37
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	46050
Итого по главам 1-9	885262
<b>Глава 10</b>	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1770
Итого по главе 10	1770

Продолжение таблицы Ж.3.

<b>Глава 11</b>	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
<b>Глава 12</b>	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	44582
Итого по главе 12	44582
Итого по сводному сметному расчету	936236
<b>Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2</b>	191179391
<b>НДС 18%</b>	34412290
<b>Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента</b>	<b>225591681</b>

## Приложение И

(Обязательное)

### Производственная безопасность

Таблица И.1.– Основные опасные и вредные производственные факторы

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

Продолжение Таблицы И.1.

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