

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на палеозойскую систему нефтяного месторождения

УДК 622.243:23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Халиков Мирфозил Асамович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к. т. н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Фех Алина Ильдаровна	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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



	6. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 7. Способ цементирования (выбрать): одно/двухступенчатый 8. Способ перфорации: гидropескоструйная перфорация 9. Минимальный уровень жидкости в эксплуатационной колонне: до полного опорожнения
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><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></p>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 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. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 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 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объёма буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы***(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Спицына Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Фех Алина Ильдаровна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:**

1. Общая и геологическая часть
2. Технологическая часть
3. Конструктивные особенности РУС. Их преимущества и недостатки
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. Социальная ответственность

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	К.Х.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Халиков Мирфозил Асамович		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Общая и геологическая часть	5
	2. Технологическая часть	40
	3. Конструктивные особенности РУС. Их преимущества и недостатки	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7В	Халикову Мирфозилу Асамовичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Нефтегазовое дело
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. <i>Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП</i>	Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП</i>	Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

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

1. Линейный календарный график
2. Нормативная карта

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7В	Халиков Мирфозил Асамович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Халикову Мирфозилу Асамовичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ дело/

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Палеозойскую систему нефтяного месторождения	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Буровая вышка на нефтяном месторождении (Томская область)</i>  <i>Предназначенное для строительства наклонно-направленной скважины.</i> <i>Основная рабочая зона, стол ротора.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <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>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.05.2021)– Глава 47, части 4.</i></li> <li>– <i>Федеральный Закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 №173-ФЗ.</i></li> <li>– <i>Постановление правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет».</i></li> <li>– <i>ГОСТ 12.2.033-78. «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»</i></li> <li>– <i>ГОСТ 12.2.032-78. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»</i></li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<b>Вредные факторы:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе;</i></li> <li>• <i>повышенные уровни шума и вибрации;</i></li> <li>• <i>недостаточное освещение рабочей зоны;</i></li> <li>• <i>повышенная запыленность и загазованность;</i></li> </ul>

	<p><i>Опасные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</li> <li>• поражение электрическим током;</li> <li>• пожаровзрывоопасность;</li> <li>• необходимые средства защиты от опасных факторов;</li> <li>• работы на высоте.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p><i>Бурении скважины сопровождается:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>• нарушением гидрогеологического режима;</li> <li>• загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод;</li> <li>• повреждением почвенно-растительного покрова.</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• анализ возможных чрезвычайных ситуаций;</li> <li>• мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары.</li> </ul>
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Фех Алина Ильдаровна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Халиков Мирфозил Асамович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 128 страниц, 33 таблиц, 17 рисунков, 37 литературных источников, 6 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, наклонно-направленная скважина, скважина, нефть.

Объектом исследования является наклонно-направленная скважина (пласты Палеозойской системы) на нефтяном месторождении (Томская область).

Целью работы является проектирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины на палеозойскую систему нефтяного месторождения с отбором керна в интервале продуктивного пласта.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 2941 метров.

В специальной части проекта рассмотрены конструктивные особенности роторно-управляемых систем, их преимущества и недостатки.

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

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

## Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

**ВЗД** – винтовой забойный двигатель;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**ГНО** – глубинно-насосное оборудование;

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**СПО** – спуско-подъемные операции;

**УБТ** – утяжеленные бурильные трубы;

**ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**ПРИ** – породоразрушающий инструмент;

**БКП** – башмак колонный;

**ЦКОД** – центральный клапан обратного действия;

**ПРП-Ц** – пробка разделительная продавовочная цементирующая.

## Оглавление

Введение.....	13
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	15
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	15
1.2 Геологические условия бурения .....	16
1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения (площади).....	17
1.4 Зоны возможных осложнений.....	17
1.5 Исследовательские работы.....	18
2 Технологическая часть.....	19
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины .....	19
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя .....	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	20
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	21
2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....	22
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	22
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	23
2.3 Проектирование процессов углубления .....	24
2.3.1 Выбор способа бурения .....	24
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	25
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	26
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	27
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	28
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	30
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	30
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	35
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	36
2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность.....	36
2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины.....	41
2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов .....	42
2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продажной жидкостей.....	43
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины .....	43
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	45
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....	46
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения .....	46
2.5 Выбор буровой установки.....	50
3 Конструктивные особенности РУС. Их преимущества и недостатки .....	51
3.1 Роторные управляемые системы.....	51
3.1.1 Принцип действия роторных управляемых систем .....	51
3.1.2 Принцип работы РУС типа Push the bit .....	53
3.1.3. Принцип работы РУС типа «Point the bit».....	56

3.2 Рекомендации по выбору роторных управляемых систем для различных задач на основании типа реализуемого механизма искривления .....	59
3.2.1 Роторные управляемые системы, рекомендуемые для забуривания боковых стволов.....	60
3.2.2 Роторные управляемые системы, рекомендуемые для набора кривизны.....	60
3.2.3 Роторные управляемые системы, рекомендуемые для бурения горизонтальных участков скважины .....	61
3.2.4 Роторные управляемые системы, рекомендуемые для поддержания вертикальности ствола скважины .....	62
<b>4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>64</b>
4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Красноярского филиала АО «Сибирская сервисная компания» (КФ АО ССК) .....	64
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия .....	64
4.1.2 Организационная структура управления предприятием .....	65
4.2 Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины.....	67
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины .....	67
4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения.....	70
4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ .....	70
4.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины.....	71
5. Социальная ответственность.....	74
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	74
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	74
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	75
5.2 Производственная безопасность .....	76
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия.....	77
5.2.2 Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	80
5.3 Экологическая безопасность .....	84
5.3.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду .....	84
5.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности .....	87
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	88
5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве .....	88
скважин .....	88
5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС .....	89
Заключение.....	91
Список использованной литературы.....	92
Приложения А.....	95
Приложение Б .....	103
Приложение В.....	106
Приложение Г .....	108
Приложение Д.....	114
Приложение Е .....	121

## **Введение**

В настоящее время невозможно представить экономику Российской Федерации без нефтегазовой отрасли. Доходы от добычи с последующей продажей углеводородов составляет весомую часть бюджета нашей страны. В связи с наметившимися тенденциями, а именно усложнением условий залегания и, как следствие, извлечения остающихся запасов нефти и газа, особенно актуальным становится вопрос о модернизации существующих, а также поиске новых технологий ведения добычи.

Одним из самых сложных и ответственных этапов разработки любого месторождения углеводородов является строительство скважин, успешное решение этой задачи значительно облегчает последующие работы. Этот факт является весомой причиной для внедрения прогрессивных методов и инновационных технологий при бурении.

Особенностью строительства данной скважины является отбор керна в одном нефтеносном пласте.

В данной скважине на интервале 0-1570 наблюдаются высокие коэффициенты кавернозности которые достигают до 1,4.

Данный разрез скважины представлен преимущественно алевролитами, глинами, аргиллитами и песчаниками, а также выветренными метаморфическими и эффузивными породами. Продуктивный пласт представлен выветренными метаморфизированными породами.

В разрезе имеются 10 водоносных и 4 нефтеносных горизонта, которые не пересекаются.

Все пласты характеризуются нормальными пластовыми давлениями. Максимальная температура достигает 100 °С.

В интервале продуктивного нефтяного пласта ожидаются нефтегазоводопроявления, осыпи и обвалы стенок скважины и поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо контролировать репрессию на

пласт, придерживаться высокой скорости бурения, а также проектировать ясс в компоновку низа бурильной колонны.

Целью работы является разработка технического проекта на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефтяном месторождении (Томская область), полностью соответствующего реальному проекту на скважину, который может быть применен буровой компанией при строительстве скважин.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство эксплуатационной скважины на нефть. Проект включает в себя решения во всех основных сферах проектирования: технологической, обслуживающей, безопасности труда, охраны окружающей среды и экономической.

# 1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

## 1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Характеристика района бурения скважины представлена в таблице 1.1. Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Снежное
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное - республика; - область (край) - район	расположение:  РФ Томская Каргасокский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	 -2 +35 -53
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

Таблица 1.2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	с. Каргасок (73 км) г. Томск (410 км)

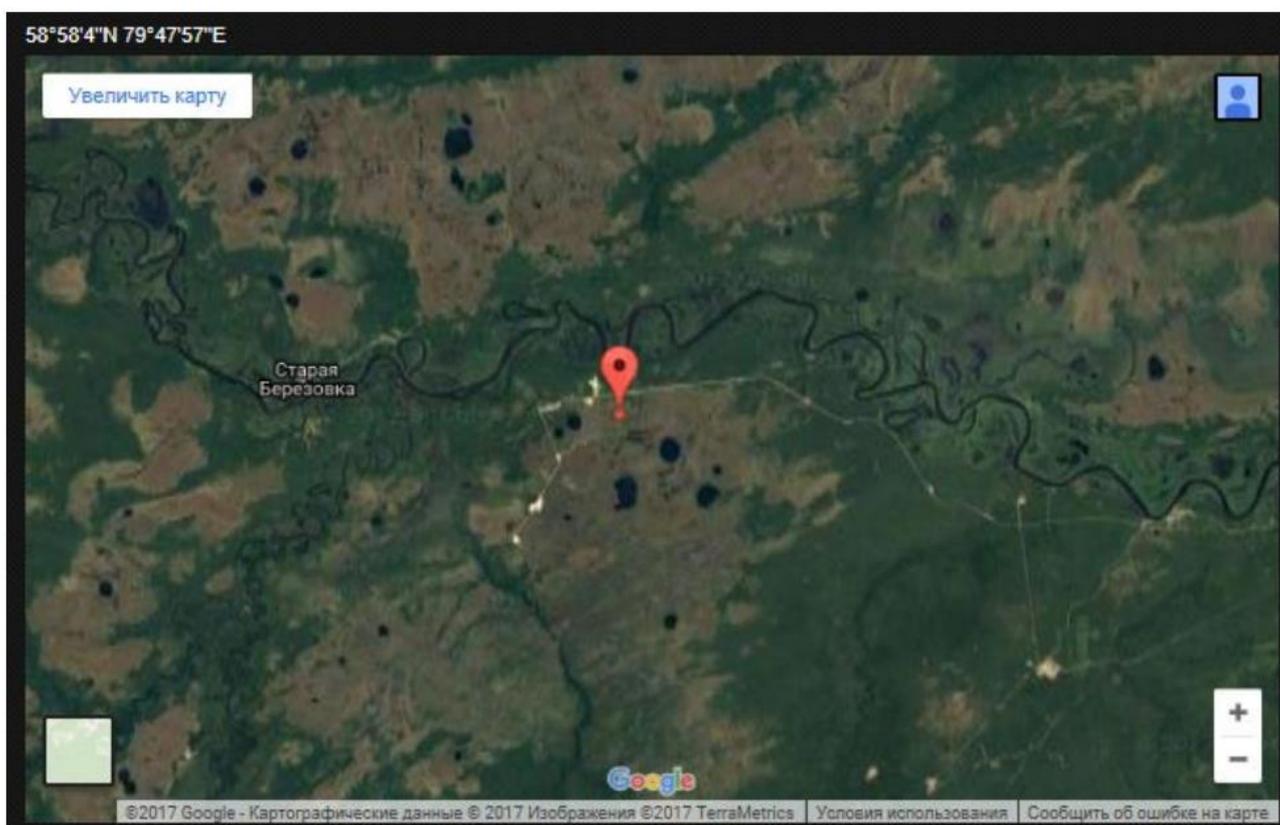


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

## 1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфическая характеристика разреза представлена представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2.

В таблице А.3 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице А.4

Разрез скважины сложен породами средне твердыми и крепкими горными породами, следовательно необходимо проектировать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

Продуктивный горизонт 2720-2750 сложен выветренными метаморфизированными породами

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют.

В интервале 1810-2410 метров наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 0,2 кгс/см<sup>2</sup> на м.

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

Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения представлены в таблицах Б.1, Б.2 (приложение Б).

Разрез представлен четырьмя нефтеносными и 10 водоносными пластами. Проектирование скважины производится для эксплуатации нефтеносного интервала 2720–2750 м. Конструкция скважины проектируется таким образом, что неизбежно вскрытие всех водоносных горизонтов в процессе бурения.

### **1.4 Зоны возможных осложнений**

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.5. приложения А.

Самыми распространенными осложнениями являются осыпи и обвалы. Поэтому необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и низкую водоотдачу. Также по всему разрезу присутствуют прихватоопасные зоны. Для

предупреждения прихватов необходимо вводить в буровой раствор смазочные добавки, поддерживать вязкость и СНС на минимально допустимом уровне.

### **1.5 Исследовательские работы**

Характеристика исследовательских работ, проводимых в скважине представлена в таблице А.6 приложения А.

## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **2.1 Обоснование и расчет профиля скважины**

По техническому заданию данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 900 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 55 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубина спуска насосного оборудования 100 м над целевым пластом

В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не более 55°. Руководствуясь этим, выбираем тангенциальный профиль скважины.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Результаты проектирования представлены в таблице В.1 приложения В. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке В.1.

Геометрия профиля подобрана по методическим указаниям: участки набора и падения зенитного угла возможно минимальны, участок стабилизации протяжённый – это обуславливается меньшей сложностью проводки скважины.

### **2.2 Обоснование конструкции скважины**

#### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

Так как тип перфорации гидropескоструйный, то выбираем закрытый тип забоя скважины. Конструкция забоя предоставлена на рисунке 2.1.

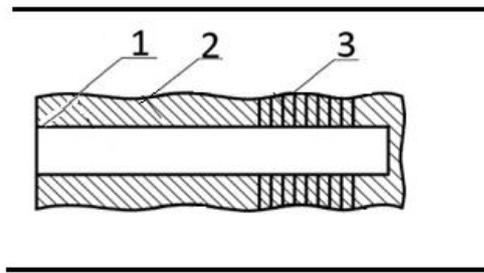


Рисунок 2.1 – Конструкция закрытого забоя:

1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорационное отверстие

### 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений наглядно показывает изменение градиентов пластовых давлений на всей глубине скважины, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.2.

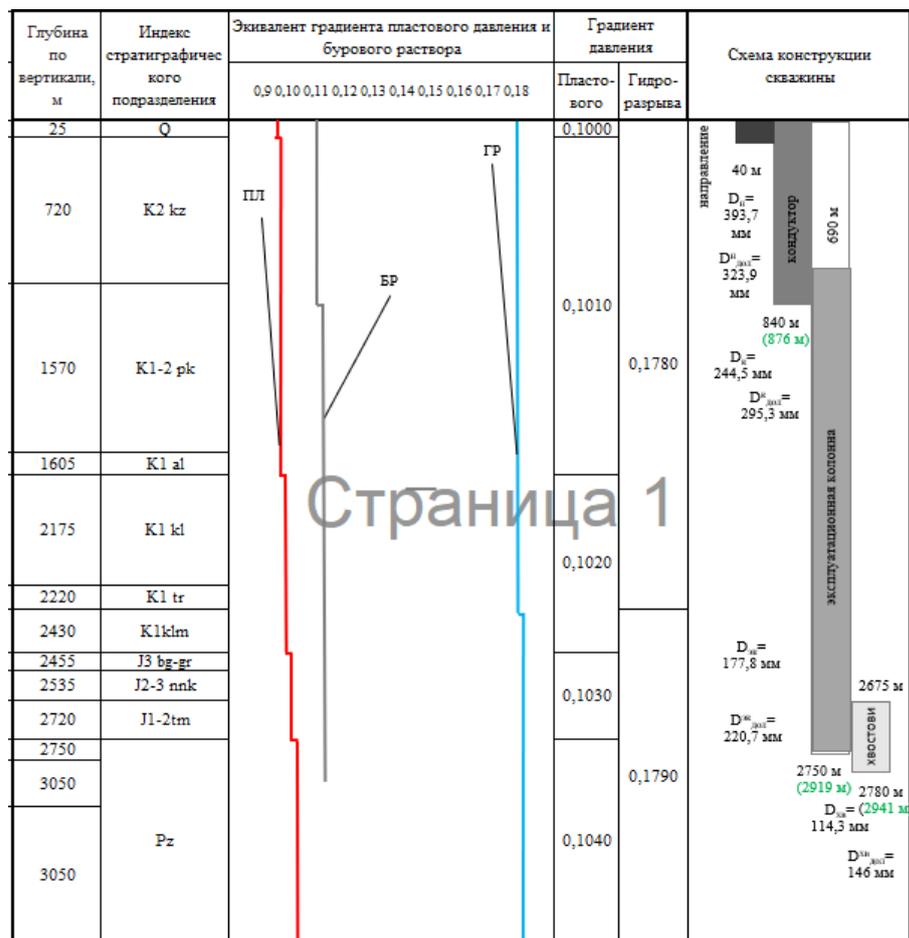


Рисунок 2.2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Проанализировав данный график можно заключить, что интервалы с несовместимыми условиями бурения отсутствуют.

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

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 25 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 40 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 2.1) и ожидаемых осложнений было принято решение спускать кондуктор на 840 м (876 м).

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора

ИМЯ ПЛАСТА	K1(пл.Б9)	J3(пл.Ю1)	J1-2(Ю2)	к.в. Pz
L <sub>кр</sub>	2210	2450	2535	2720
Г <sub>пл</sub>	0,102	0,103	0,103	0,104
Г <sub>грп</sub>	0,178	0,178	0,178	0,178
ρ <sub>н</sub>	790	718	750	760
Расчетные значения				
Пластовое давление	225,42	252,35	261,105	282,88
L <sub>конд min</sub>	590	800	780	840
запас	1,10	1,08	1,09	1,08
Принимаемая глубина	840			

Так как интервал отбора кернa составляет 10 м в кровле палеозоя, то эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта. Глубина спуска составляет 2750 м (2919 м).

Хвостовик спускаем до глубины 2780 м (2941 м) – конца интервала палеозойских отложений.

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

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0 – 40 м и 0–876 м соответственно;
- эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 150 м: 726-2919 м.
- хвостовик цементируется с учетом перекрытия башмака эксплуатационной колонны не менее чем на 75 м: 2844-2941 м.

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

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн осуществляется снизу вверх в программном продукте Excel по методике, приведенной в методичке «Проектирование конструкций скважины» [3]. Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по	расчетная по стволу	запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	40	40	40	40	0-40	0-40	323,9	393,7
Кондуктор	840	840	876	876	0-840	0-876	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2750	2750	2919	2919	650-2750	726-2919	177,8	220,7
Хвостовик	2780	2780	2941	2941	2675-2780	2844-2941	114,3	146

### 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления  $P_{МУ}$ , которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле (2.1):

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (2.1)$$

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

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

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

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

Определяем максимальное давление опрессовки, которое должно превышать не менее, чем на 10 % возможное давление, возникающее при ликвидации нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов. Расчеты проведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке «Проектирование конструкций скважины» [3].

Результаты расчета представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчет давления опрессовки колонны для нефтяных пластов

Параметр	Значение параметра			
	Б <sub>9</sub>	Ю <sub>1</sub>	Ю <sub>2</sub>	к.в. Pz
Пласт				
Пластовое давление в кровле ПП, МПа	22,54	25,24	26,11	28,29
Глубина залегания кровли ПП, м	2210	2450	2535	2720
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	7,30	10,09	9,35	9,46
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	8,03	11,10	10,28	10,41
Давление опрессовки колонны, МПа	8,83	12,21	11,31	11,45

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКК1-21-178x245 К1 ХЛ.

Противовыбросовое давление выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП5-280/80x21 с рабочим давлением 21 Мпа, условным диаметром прохода 280 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

## 2.3 Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа и параметров породоразрушающего инструмента, типов бурового раствора, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяется прежде всего горно-геологическими условиями бурения. Для выбора способа бурения необходимо также учитывать анализ статистики сооруженных ранее скважин на данном лицензионном участке.

Под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик выбирается способ бурения совмещённый (ротор+ винтовой забойный двигатель) для создания необходимой частоты вращения для обеспечения максимальной механической скорости. Данные по способам бурения предоставлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	40	Роторный
40	876	Совмещенный (Ротор + ВЗД)
876	2919	Совмещенный (Ротор + ВЗД)
2919	2941	Совмещенный (Ротор + ВЗД)
2866	2919	Отбор керна (Роторный)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Проанализировав физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и твердости горной породы, для строительства проектируемой скважины выбраны, шарошечное долото для интервала бурения под направление. PDC долота для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, они обеспечат максимальную механическую скорость бурения при минимальном количестве рейсов. Для интервала отбора керна была выбрана буровая головка PDC. Характеристика долот и буровой головки приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Параметр	Значение параметра				
	0-40	40-876	876-2919	2919-2941	2866-2919
Интервал, м	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Шифр долота	Ш 393,7 М-ЦГВ (Глубур)	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 220,7 ВТ 416 У	БИТ 146 ВТ 613 Н	БИТ 220,7/100 В 913 ЕС

Продолжение таблицы 2.5

Параметр		Значение параметра				
Тип долота		Шароше- чное	PDC	PDC	PDC	Буровая головка
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	146,1	220,7
Тип горных пород		М	МС	СТ	К	СТ
Присоеди- нительная резьба	ГОСТ	3 -171	3-152	3-117	3-88	3-161
	API	6 5/8 FH	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg	-
Длина, м		0,53	0,39	0,385	0,255	0,224
Масса, кг		161	150	150	150	150
G, тс	Рекомен- дуемая	7-24	2-10	2-10	2-8	2-5
	Макси- мальная	24	10	10	8	5
n, об/мин	Рекомен- дуемая	40-300	80-440	60-400	60-200	60-120
	Макси- мальная	300	440	400	200	120

где:  $G$  – осевая нагрузка, тс;

$n$  – частота вращения, об/мин.

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

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Параметр	Значение параметра			
Интервал, м	0-40	40-876	876-2919	2919-2941
<b>Исходные данные</b>				
$D_d$ , см	39,37	29,53	22,07	14,61
$G_{пред}$ , Т	24	10	10	8
<b>Результаты проектирования</b>				
$G_{дон}$ , Т	19,2	8	8	6,4
$G_{проект}$ , Т	7	6	6	5

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот необходимо произвести расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет производим по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_d}, \quad (2.2)$$

где  $V_l$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_d$  – диаметр долота, м.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно методике, приведенной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [1], которые обеспечат требуемую линейную скорость долота, а также эффективность разрушения горных пород. Результаты представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчета частоты вращения долота.

Параметр		Значение параметра			
		0-40	40-876	876-2919	2919-2941
<b>Исходные данные</b>					
$V_l$ , м/с		3,4	2	1,5	0,8
$D_d$	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1461
	мм	393,7	295,3	220,7	146,1
<b>Результаты проектирования</b>					
$n_1$ , об/мин		165	129	130	105
$n_{стат}$ , об/мин		40-60	40-220	80-320	60-300
$n_{проект}$ , об/мин		60	160	150	140

ГДЕ:  $n_{стат}$  – статистическое значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{проект}$  – проектное значение частоты вращения долота, об/мин.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента, которые обеспечат требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность разрушения горных пород.

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\delta}. \quad (2.3)$$

Требуемый крутящий момент, который должен развивать двигатель определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\delta} \cdot G_{oc}, \quad (2.4)$$

где  $M_o$  – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

$M_{y\delta}$  – удельный момент долота, Н·м/кН;

$G_{oc}$  – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_{\delta} \quad (2.5)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\delta} = Q + 1,2 \cdot D_{\delta}, \quad (2.6)$$

где  $Q$  – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 2.8 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Параметр		Значение параметра			
Интервал, м		0-40	40-876	876-2919	2919-2941
<b>Исходные данные</b>					
$D_{\delta}$	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1461
	мм	393,7	295,3	220,7	146,1
$G_{oc}$ , кН		59	69	59	59
$Q$ , Н·м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
<b>Результаты проектирования</b>					
$D_{зд}$ , мм		-	236	177	117
$M_p$ , Н·м		-	2322	1757	1007
$M_o$ , Н·м		-	148	110	73
$M_{y\delta}$ , Н·м/кН		-	37	28	19

Для интервала бурения 40–876 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД - ДГР-240.7/8.55, который позволяет бурить интервалы с заданным углом, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД-ДГР-195М.9/10.42, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Для интервала бурения под хвостовик выбирается винтовой забойный двигатель ДРЗ-127М.7/8.26, что позволяет бурить интервал с искривлением, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Технические характеристики ВЗД представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН·м	Мощность двигателя, кВт
ВЗД - ДГР-240.7/8.55	40-840	240	10,225	2703	30-75	62-155	26-39	114-430
ВЗД-ДГР-195М.9/10.42	876-2919	195	7,3	1337	25-35	108-150	11-13	110-172
ДРЗ-127М.7/8.26	2919-2941	127	5,7	418	10-20	78-162	3,0-5,5	17-65

### 2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны подбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение QTK с применением коэффициента обхвата C=0,9.

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (2.7)$$

где  $Q_{КНБК}$  и  $Q_{Б.Т.}$  – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Г.1 приложения Г.

В таблице Г.2 приложения Г представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате и коэффициенты запаса прочности бурильных труб

### 2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Сервисные услуги по сопровождению буровых растворов осуществляются компанией ООО «ПетроИнжиниринг».

*Направление и кондуктор*

Для бурения интервала под направление (0-40 м) и кондуктор (40-876 м) используем полимерглинистый буровой раствор, так как интервал сложен преимущественно глинами и слабосцементированными песчаными породами.

*Эксплуатационная колонна и хвостовик*

При бурении интервала 876 - 2941 м рекомендуется использовать полимерный (инкапсулированный) буровой раствор, так как в этом интервале присутствуют глины, песчаники и аргиллиты, а также имеются следующие осложнения: нефте-газо-водопроявления, осыпи и обвалы, прихваты бурильного инструмента.

В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины.

В таблице 2.10 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 2.10 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

<b>Интервал по вертикали, м</b>	<b>Коэффициент репрессии</b>	<b>Пластовое давление, МПа</b>	<b>Глубина по вертикали, м</b>	<b>Плотность, г/см<sup>3</sup></b>
0-40	1,18	0,4	40	1,215
40-876	1,13	8,48	840	1,163
876-2919	1,07	28,1	2750	1,124
2919-2941	1,06	28,9	2780	1,13

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения по интервалам представлены в таблицах 2.11-2.12.

Таблица 2.11 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерглинистого раствора для бурения интервалов 0-40, 40-876 м.

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
NaOH	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,45
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
BENTOLUX API-AS	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	35
PETRO PAC HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,35
RICHMOLE LUBRICANT 700	Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	4
PETRO PAC LV	Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Барит КБ-3	Утяжелитель	Регулирование плотности	232,2/73,3

Таблица 2.12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерного (инкапсулированного) раствора для бурения интервалов 876-2919, 2919-2941 м.

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (Ph)	NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,45
Регулятор жесткости	Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Связывание ионов кальция и магния	1
ПАВ	Petro DET	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Структурообразователь	Xanthan Petro L	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	0,35
Высоковязкий понизитель фильтрации	PETRO PAC HV	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1,1

Продолжение таблицы 2.12.

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Низковязкий понизитель фильтрации	PETRO PAC LV	Регулятор фильтрации	4,5
Синтетический понизитель фильтрации	Petro Cap	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,9
Смазочная добавка	RICHMOLE LUBRICANT 700	Снижение коэффициента трения в скважине	9,5
Утяжелитель	Барит КБ-3	Регулирование плотности	27,4

Технологические параметры полимерглинистого и полимерного (инкапсулированного) растворов приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Технологические показатели буровых растворов

Параметр	Значение параметра			
	Полимерглинистый	Полимерглинистый	Полимерный (инкапсулированный)	Полимерный (инкапсулированный)
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,215	1,163	1,124	1.13
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20/40	20/40	20/40	20/40
Условная вязкость, с	От 30	30-40	40-50	40-50
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	8-9	8-9	< 6	< 6
рН	8-8,5	8-9	8-10	8-10
Сод. песка, %	<1,5	<1	< 0,5	< 0,5
ДНС, дПа	12-20	20-30	30-40	30-40
ПВ, сПз	10-12	12-15	20-30	20-30

В таблице 2.14 представлены результаты проектирования расхода бурового раствора.

Таблица 2.14 – Результаты проектирования расхода бурового раствора

<b>Расчёт необходимого расхода бурового раствора</b>				
Интервал	0-40	40-876	876-2919	2919-2941
Исходные данные				
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1461
K	0,65	0,6	0,5	0,45
$K_k$	1,4	1,3	1,18	1,18
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,14	0,12	0,1
$V_m$ , м/ч	40	30	25	20
$d_{бг}$ , м	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{нmax}$ , м	0,0175	0,0127	0,0095	0,0071

Продолжение таблицы 2.14

<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
n	3	6	6	6
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,215	1,163	1,13	1,13
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2,15	2,25	2,19	2,19
S заб	0,12	0,07	0,04	0,02
S max	0,11	0,06	0,03	0,01
Dс	0,74	0,62	0,51	0,42
Результаты проектирования				
$Q_1$ , л/с	79	41	19	8
$Q_2$ , л/с	80	39	17	6
$Q_3$ , л/с	55	28	26	11
$Q_4$ , л/с	31	45	34	25
Области допустимого расхода бурового раствора				
$\Delta Q$ , л/с	31-80	28-45	17-34	8-25
Запроектированные значения расхода БР				
$Q_{проект}$ , л/с	45	44	33	16

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.

В таблице Д.1 приложения Д представлены результаты расчета требуемого объема бурового раствора

В таблице Д.2 приложения Д представлены результаты расчета требуемого количества хим. реагентов.

При расчете требуемого количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

### **2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины**

Для поддержания требуемого расхода бурового раствора выбираем два трехпоршневых насоса УНБТ-1250. Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении «БурСофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах Д.3-Д.5 приложения Д соответственно.

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

Для бурения интервала под отбор керна выбираем бурильную головку компании НПО «Буринтех» БИТ 220,7/100 В 913 ЕС. Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал (по стволу), м	Наименование керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/с
2866-2919	СК-178/100 «Триас б»	3	30	20

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся выбор технологической оснастки обсадных колонн.

### 2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность

В качестве продавочной жидкости применяется техническая вода ( $\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/ м}^3$ ).

Согласно РД 39-00147001-767-2000[4], при данных геологических условиях и возможных осложнений необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению вода ( $\rho_{\text{б.ж.}} = 1030 \text{ кг/ м}^3$ ).

Облегченный тампонажный раствор: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений –  $1450 \text{ кг/ м}^3$ .

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений –  $1850 \text{ кг/ м}^3$ .

Таблица 2.16 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором, м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	–	–	0-40	0-40
Кондуктор	0-740	0-770	740-840	770-876
Эксплуатационная колонна	690-2550	690-2413	2550-2750	2413-2919
Хвостовик	2675-2730	2829-2887	2730-2780	2887-2941

#### 2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Excel» и представлены в таблице 25. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 2.3. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность. Результаты расчета наружного избыточного давления предоставлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	690	2135	2740	2750
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0,33	7,6	9,17	9,17
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтяной скважины, МПа	0	7,1	18,88	20,92	22,11

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением и внутренним, действующим внутри обсадной колонны. Эпюры наружных избыточных давлений представлены на рисунке 2.4.

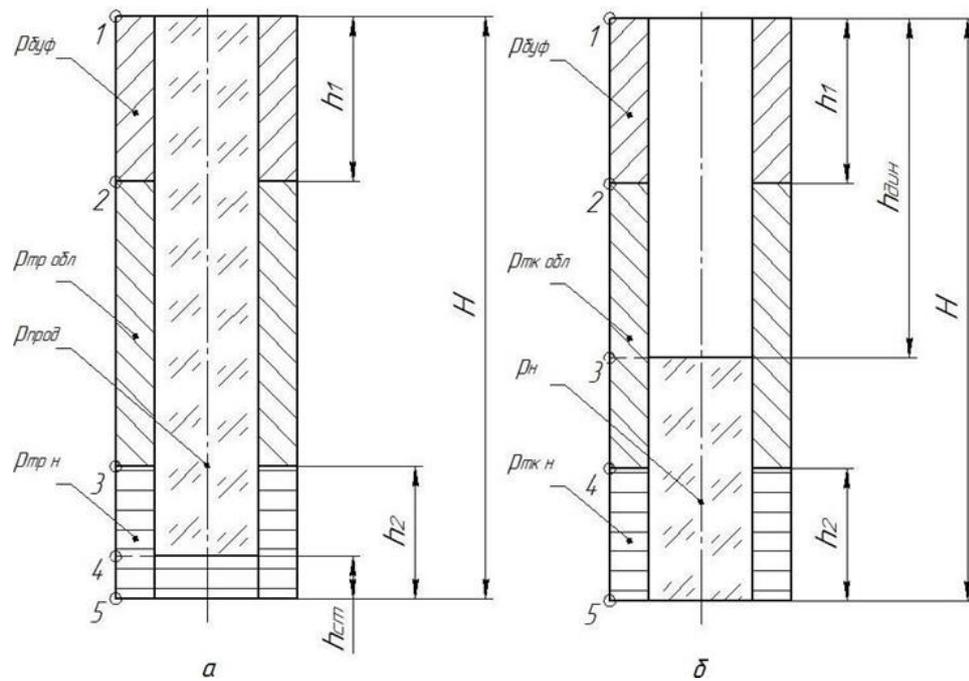


Рисунок 2.3 – Схемы расположения жидкостей в скважине:

- а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении;
- б) в конце эксплуатации нефтяной скважины

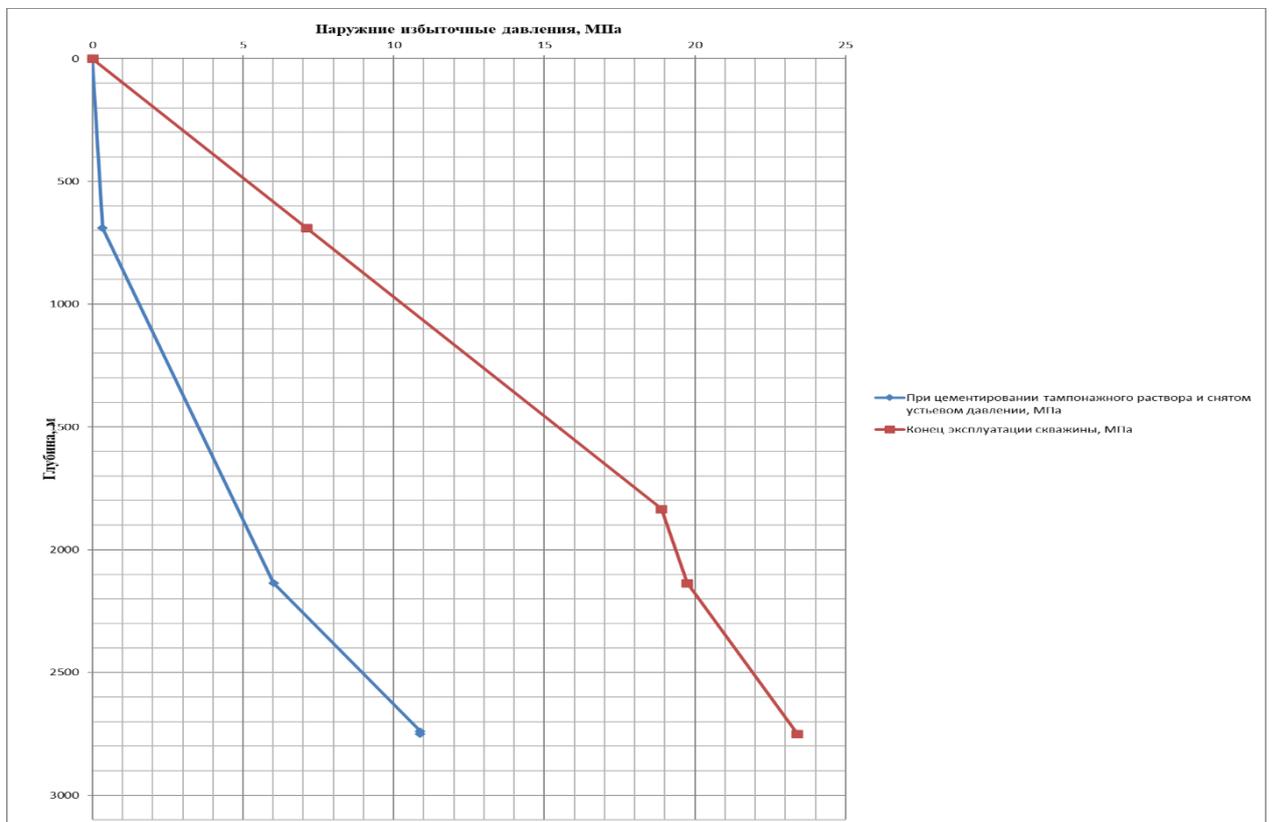


Рисунок 2.4 – Эпюры наружных избыточных давлений

### 2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 2.5. Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 2.6.

При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Ехсел» и представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления.

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	690	2550	2750
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	14,024	13,9	6,6	5,08
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	12,21	11,87	10,96	10,28

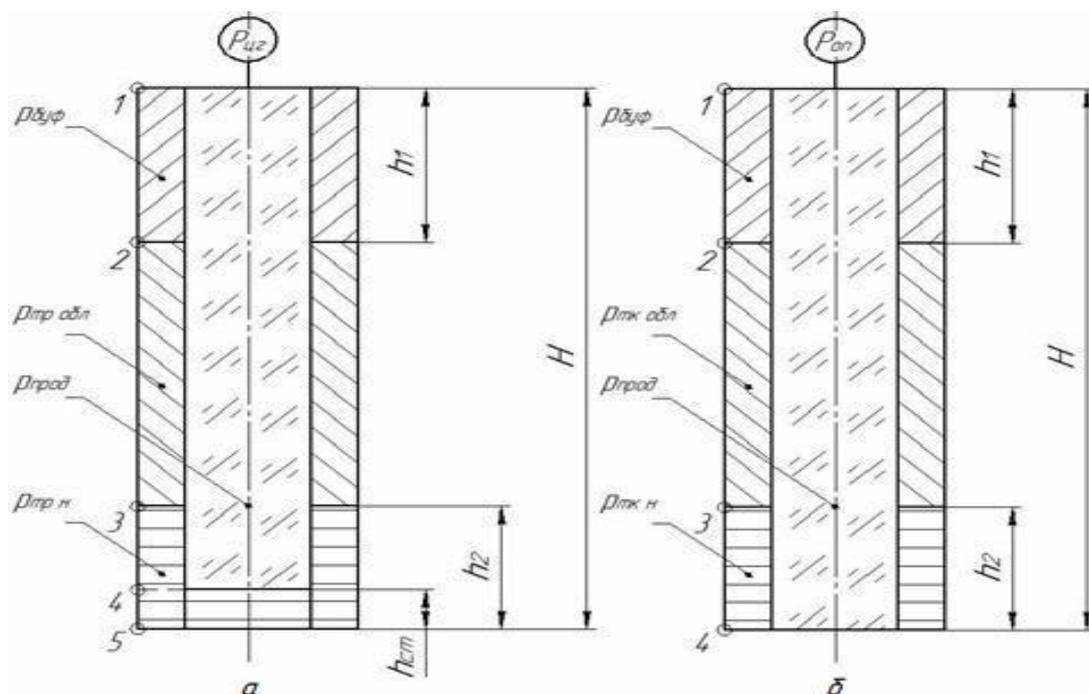


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в скважине: а – в конце продавки тампонажного раствора; б – при опрессовке обсадной колонны

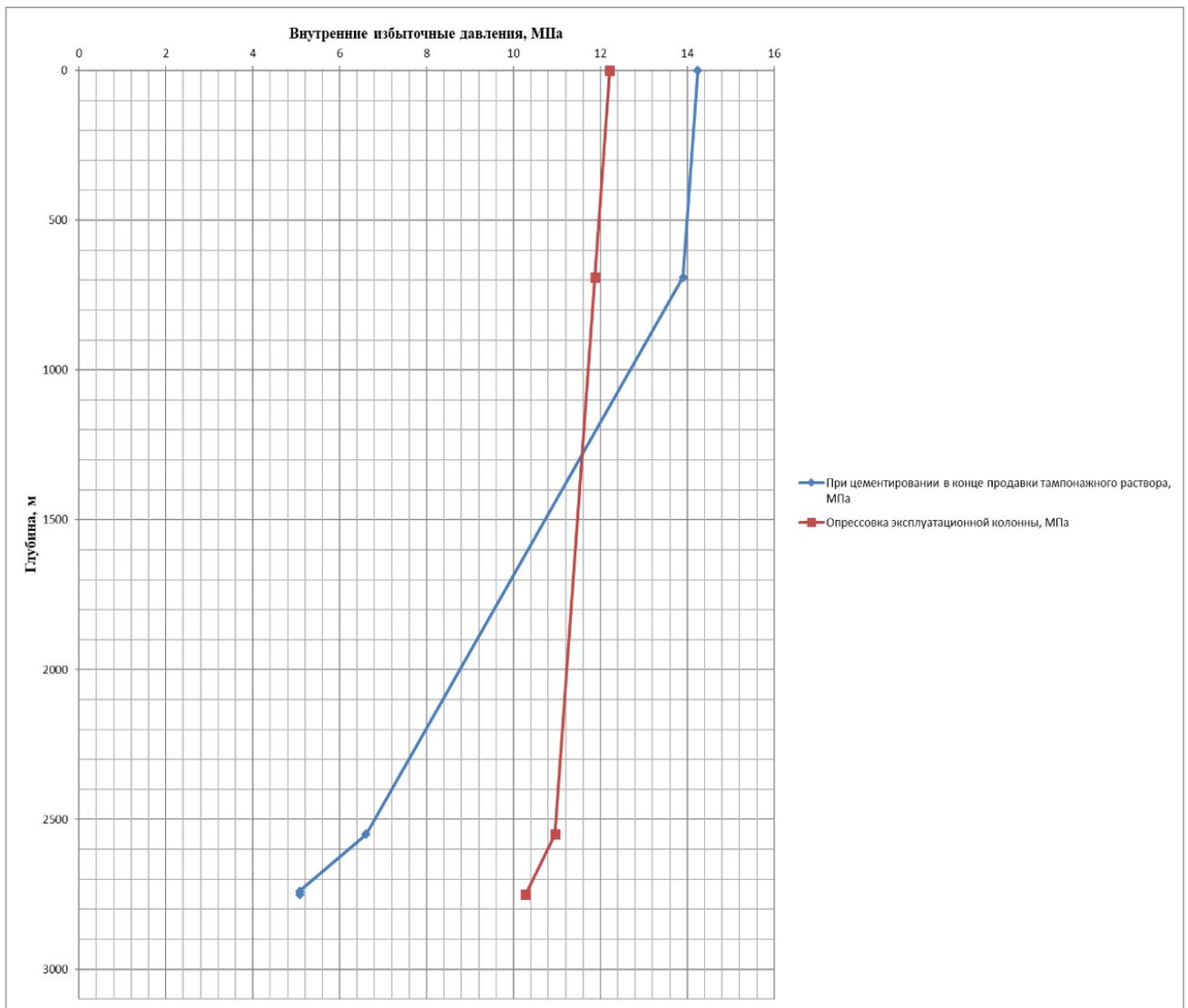


Рисунок 2.6 – Эпюры внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Направление</b>								
1	ОТТМ	Д	8,5	40	67,2	2688	2688	0-40
<b>Кондуктор</b>								
1	ОТТМ	Д	7,9	876	47,2	41347	41347	0-876
<b>Эксплуатационная колонна</b>								
1	ОТТМ	Д	10,4	628	42,8	26865	103963	2919-2291
2	ОТТМ	Д	8,1	2281	33,8	77098		2291-0
<b>Хвостовик</b>								
1	ОТТМ	Д	6,4	112	16,9	1887	1887	2829-2941

## 2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2.8)$$

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

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

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

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора  $P_{гс кп}$  определяется по формуле:

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (2.9)$$

$$P_{\text{ГС КП}} = 38,6 \text{ МПа}$$

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

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве  $P_{\text{ГДКП}}$  определяются по формуле:

$$P_{\text{з0}} = \lambda \cdot L, \quad (2.10)$$

$$P_{\text{з0}} = 0,0013 \cdot 2919 = 3,795 \text{ МПа}$$

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

$\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

Проверка условий:

$$38,6 + 3,79 \leq 0,95 \cdot 2919 \cdot 0,0179$$

$$42,39 \leq 49,64$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

#### **2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов**

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ-II-100 с водоцементным отношением  $m_{\text{н}} = 0,5$ .

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ-III-Об(4-6)-100 с водоцементным отношением  $m_{\text{обл}} = 1,15$ .

Расчеты объема тампонажных растворов, количества компонентов, формирующих их, проведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке «Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»» [1]. Результаты расчета приведены в таблице 2.20.

### 2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

Согласно РД 39-00147001-767-2000 для применения на данной скважине в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор с добавлением буферного порошка модифицированного «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) плотностью 1100 кг/м<sup>3</sup>. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup> [44].

Таблица 2.20 – Количество составных компонентов тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,25	1,25	1050	1,25	МБП-СМ	1313
		5,00		2,25	МБП-МВ	5250
Продавочная жидкость	39,15		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	31,09		1400	25,90	ПЦТ-III-Об (4-6)-100	43526
					НТФ	12,75
Нормальной плотности тампонажный раствор	10,09		1820	6,81	ПЦТ-II-100	18364
					НТФ	4,14

### 2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирование скважины

В соответствии с выбором цементирующей техники и проведенными расчетами ее количества разрабатывается технологическая схема обвязки

цементировочного оборудования. Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементировочных агрегатов. Приготовление тампонажных растворов производить с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирования скважины.

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобится три цементосмесительные машины для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 2.7.

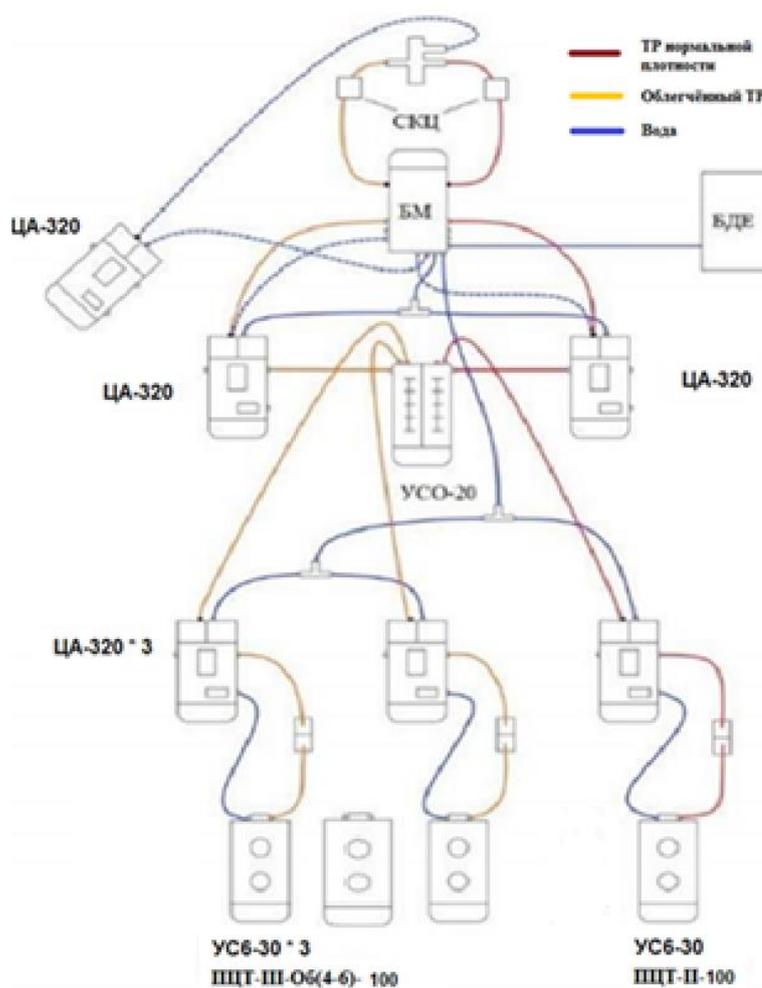


Рисунок 2.7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

### 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для улучшения качества процессов спуска, а также цементирования обсадных колонн принимаем следующую технологическую оснастку представленную в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Интервалы установки и количество применяемых элементов технологической оснастки обсадных колонн

Наименование колонны	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление	БКБ-324 («Инрул-Бурение»)	40	40	1	1
	ЦКОДМ-324 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	30	30	1	1
	ПРП-Ц-В 324 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	30	30	1	1
Кондуктор	БКБ-245 («Инрул-Бурение»)	876	876	1	1
	ЦКОДМ-245 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	866	866	1	1
	ЦПЦ 245/324 («ЗЭРС»)	0	10	2	4
		20	40	2	
	ЦПЦ 245/295 («ЗЭРС»)	40	871	28	30
		871	876	2	
ПРП-Ц-В 245 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	866	866	1	1	
Эксплуатационная	БКБК-178 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	2919	2919	1	1
	ЦКОДУ-178 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	2919	2919	1	1
	ЦПЦ 178/245 («ЗЭРС»)	0	836	21	26
836		876	5		

Продолжение таблицы 2.21

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная	ЦПЦ 178/216 («ЗЭРС»)	876	2914	68	70
		2914	2919	2	
	ПРП-Ц-В 178 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	2899	2899	1	1
	ПРП-Ц-Н 178 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	2919	2919	1	1
Хвостовик	БКОК-114 (АО НПП «РНГИ»)	2941	2941	1	1
	ЦКОДУ-114 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	2931	2931	1	1
	ЦПЦ 114/178 («ЗЭРС»)	2829	2919	10	10
	ЦПЦ 114/152 («ЗЭРС»)	2919	2941	5	5
	ЦТГ 114/152 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	2829	2941	5	5
	ПРП-Ц-В 114 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	2941	2941	1	1
	ПХЦЗВ 114/178 («ЗЭРС»)	2829	2829	1	1

## 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

### 2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

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

Для предотвращения набухания глин и в последствии кольматации призабойной зоны пласта целесообразно использовать жидкость глушения на основе хлористого калия КС1.

Плотность жидкости глушения определяется для нефтяного пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.11.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} \quad (2.11)$$

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

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

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,01 \cdot 2780}{9,81 \cdot 2780} = 1082 \text{ кг/м}^3$$

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 2.12.

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}), \quad (2.12)$$

где  $V_{вн}^{168,3}$  – внутренний объём 1 секции ЭК;

$V_{вн}^{139,7}$  – внутренний объём 2 секции ЭК.

$$V_{ж.г.} = 0,7854 \cdot (V_{внЭК1} + V_{внЭК2}) = 2 \cdot 0,7854 \cdot (0,026 \cdot 2281 + 0,0246 \cdot 628) = 117,9 \text{ м}^3.$$

#### 2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х21.

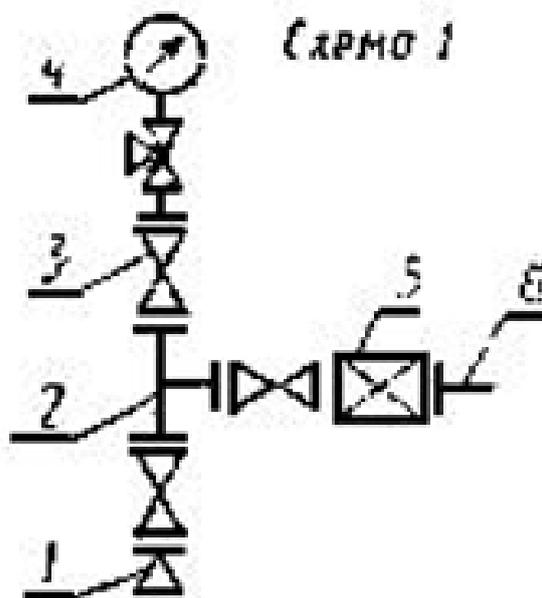


Рисунок 2.8 – Арматура фонтанная АФ1-80/65х21

### 2.4.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В соответствии с ТЗ выбираем гидropескоструйную перфорацию.

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

Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта. Технические характеристики перфорационной системы представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
30	НКТ	Гидropескоструйная	Кварц - 102	20	Ограничивается тех. характеристиками ГНКТ (при использовании гибких НКТ)

#### 2.4.4.4. Выбор пластоиспытателя

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

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

Пластоиспытатель спускается после бурения интервала под хвостовик, до спуска хвостовика с подвеской, испытание проводится в открытом стволе.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах **ИПВ-127**.

#### 2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ - 3000 ЭУК-1М.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны с учетом веса СВП, тс (Q <sub>бк</sub> )	95,173	$[G_{кр}] \times 0,6 > Q_{бк}$	120 > 95,173
Максимальный вес обсадной колонны с учетом веса СВП, тс (Q <sub>об</sub> )	103,96	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	180 > 103,96
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q <sub>пр</sub> )	135,15	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	200/135,15 = 1,48 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G <sub>кр</sub> )	200		

### 3 КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ РУС. ИХ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ

#### 3.1 Роторные управляемые системы

##### 3.1.1 Принцип действия роторных управляемых систем

В настоящее время для проходки вертикальных, наклонных и горизонтальных стволов активно применяются rotary steerable system (RSS) – роторные управляемые системы (РУС), в которых разрушение горной породы осуществляется вращением долота с бурильной колонной верхним приводом буровой установки или ротором, а также отклоняющие системы, сочетающие применение винтовых забойных гидродвигателей и РУС. Данные системы являются наиболее совершенными, а в сочетании с системами телеметрии и геонавигации превратились в совершенные беспилотные средства дистанционного управления направлением буримых скважин. Возможности этих систем впечатляют: при высочайших точности ( $\pm 0,1^\circ$ ) и оперативности данные системы способны осуществлять бурение скважин любой ориентации в пространстве протяженностью до 13 км непрерывными рейсами, протяженность которых может составлять более 1000 м. Современная отклоняющая система представляет собой беспилотный электронно-механический агрегат, управляемый дистанционно [6].

На рис. 3.1 приведена блок-схема современной отклоняющей системы типа РУС

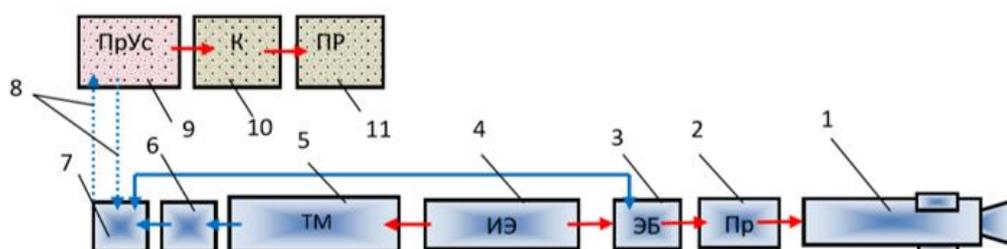


Рисунок 3.1 – Блок схема забойной отклоняющей системы

Обладая автономным источником электрической энергии (4) подобные отклоняющие системы управляются с поверхности оператором через компьютер (10), который формирует сигнал, передаваемый через буровой раствор или посредством электромагнитного излучения (8) до забойной компоновки, в которой посредством электронного блока (3) и системы привода (2) отклоняющего механизма (1), производится ориентированное в заданном направлении изменение направления скважины. В то же время встроенная система телеметрии (5) ведет постоянный мониторинг угловых параметров бурящейся скважины и посредством электронного блока (6), и системы преобразования сигнала (7) передает информацию на поверхность в блок приемки и усиления сигнала (9), далее в компьютер (10) и на прибор для визуального контроля процесса бурения на буровой (11) к оператору. В результате такого взаимодействия формируется новое задание для корректировки направления скважины, которое и реализуется с высокой точностью.

Эффективность РУС определяется следующими обстоятельствами:

- улучшается вынос шлама, так как РУС не создает зауженных интервалов ствола скважины;
- повышается скорость проходки, поскольку эффективный вынос шлама препятствует его осаждению, что положительно влияет на процесс разрушения породы;
- повышается скорость бурения и длина горизонтального ствола за счет снижения силы трения между колонной и стенкой скважины вследствие вращения всей колонны;
- сокращается риск механического и дифференциального прихватов, поскольку нет неподвижных элементов РУС, контактирующих с обсадной колонной, отклонителем или стенкой ствола скважины.

Системы РУС позволяют бурить пологие и горизонтальные скважины с плавным профилем из-за отсутствия перегибов ствола (обычных при использовании забойных двигателей) с большей протяженностью за счет

снижения сил трения и лучшей очисткой ствола от шлама. Более высокая проходка с постоянным вращением бурильной колонны предотвращает вероятность прихватов бурильного инструмента, сокращает время на очистку ствола от выбуренной породы и дает ряд дополнительных преимуществ по качеству вскрытия продуктивного горизонта. Применение РУС позволяет бурить протяженные – более 10 км горизонтальные стволы, так как бурение с вращением бурильной колонны снижает вероятность зашламования колонны и обеспечивает более высокую способность к проталкиванию колонны по горизонтальному стволу. [6]

Различают три типа РУС: реализующие механизм фрезерования стенки (push-the-bit), реализующие механизм асимметричного разрушения забоя вследствие перекоса долота (point-the-bit), а также РУС совмещающие эти два механизма.

### 3.1.2 Принцип работы РУС типа Push the bit

Система «Push the bit» – предполагает набор кривизны фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия. В системе с отклонением долота отклоняющая сила на долоте  $P_{от}$  появляется в результате выдвижения лопаток 1, осуществляющих давление на стенку скважины с усилием  $P_p$  (рис. 3.2, рис. 3.3).

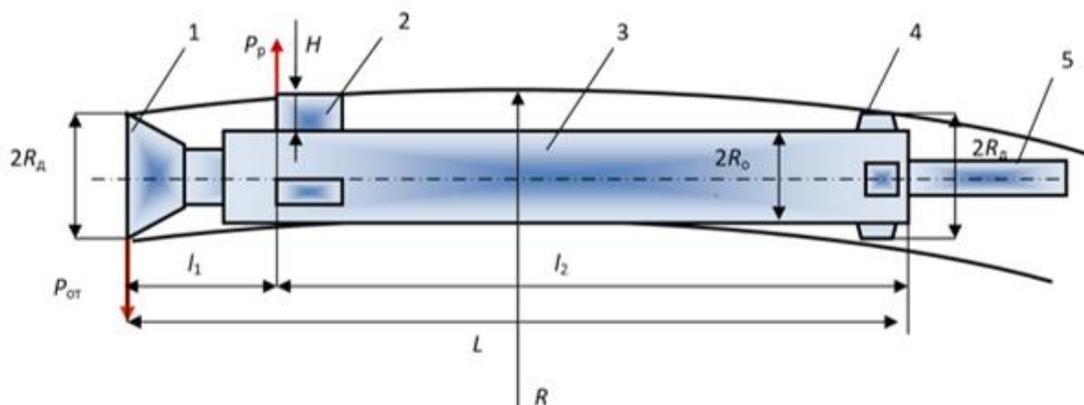


Рисунок 3.2. – Схема для расчета радиуса искривления РУС с радиальным смещением долота

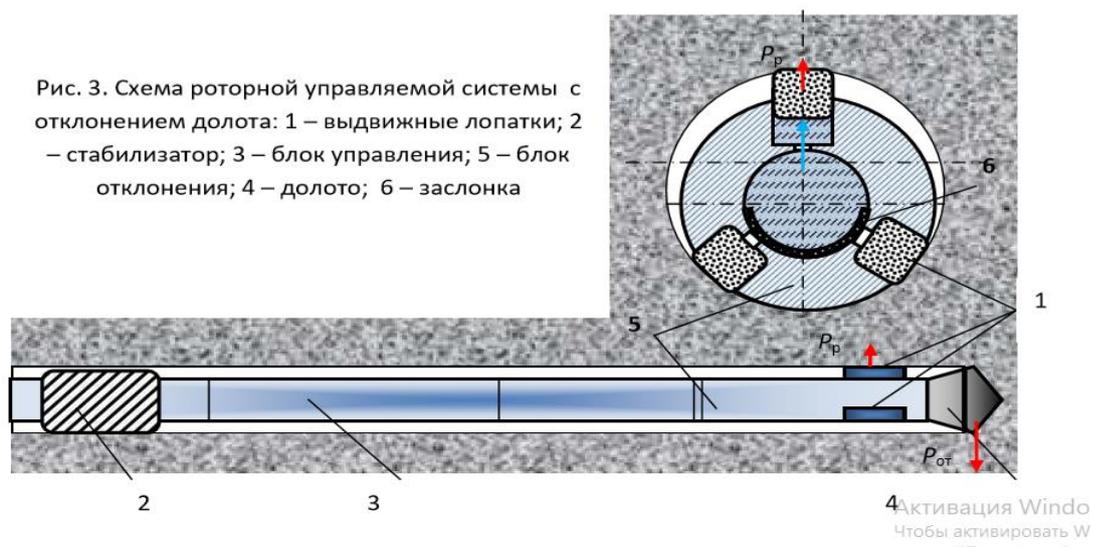


Рисунок 3.3 – Схема роторно управляемой системы с отклонением долота

Привод лопаток 1 гидравлический, осуществляемый за счет последовательной подачи бурового раствора в соответствующие гидрокамеры. Для увеличения угла отклонения каждая лопатка 1, проворачиваясь и находясь в нижней части ствола, нажимает на нижнюю сторону ствола, а для уменьшения угла каждая лопатка 1 нажимает на верхнюю часть ствола. Команды, направляемые при помощи телеметрии по гидроимпульсному и электромагнитному каналам связи, определяют время и силу срабатывания башмака 1. Блок управления 3, расположенный над блоком отклонения 5, приводит в действие поворотную заслонку 6, которая закрывает или открывает канал для подачи бурового раствора в камеры с лопатками 1 в соответствии с поворотом буровой колонны. Система синхронно изменяет интервал воздействия и усилие, с которым лопатка 1 воздействует на стенку скважины, тем самым направляя долото 4 в требуемом направлении. Долото 4 обеспечивает отклонение ствола фрезерованием стенки скважины боковым вооружением. Таким образом, значительная роль в процессе искривления данным типом РУС отводится долоту, которое должно отвечать определенным требованиям.

В соответствии со схемой на рис 2 радиус кривизны ствола скважины, реализуемый РУС с радиальным смещением долота можно определить из формулы

$$R = \frac{0,5l_1l_2}{h}, \quad (3.1)$$

$$\text{где, } h = H - (R_d - R_o) + \frac{l_1(R_d - R_n)}{L}$$

Формула (3.1) получена из условия вписываемости отклонителя в искривленный ствол скважины без деформирования корпуса. Именно поэтому по формуле (3.1) можно определить минимальное значение радиуса кривизны и соответственно минимальное значение интенсивности искривления ствола при заданных значениях параметров. В то же время в процессе фрезерования стенки скважины значительную роль играет фрезерующая способность долота под действием отклоняющего усилия  $P_{от}$ . В этом случае интенсивность искривления может определяться по формуле (3.2), а радиус кривизны по зависимости

$$R = \frac{v_6}{v_\phi L}, \quad (3.2)$$

из которой следует, что формируемая кривизна существенно зависит от скоростей бурения  $v_6$  и фрезерования стенки скважины  $v_\phi$ . Для удовлетворения требуемым параметрам набора кривизны, радиус кривизны, рассчитанный по формуле (3.1), может быть получен только при определенных скоростях бурения фрезерования.

Отклоняющая сила, действующая в направлении фрезерования РУС будет зависеть от размеров и давления промывочной жидкости в дроссельно-циркуляционной системе отклонителя и может определяться по формуле

$$P_{от} = \frac{P_p l_2}{2L} = \frac{\rho_{ж} S_n l_2}{2L} \quad (3.3)$$

где  $\rho_{ж}$  – давление промывочной жидкости в гидрокамере над выдвижным башмаком, МПа;  $S_n$  – площадь выдвижной лопатки со стороны гидрокамеры, м<sup>2</sup>;

$L$  – длина РУС, м;  $l_2$ – расстояние от выдвижной лопатки до стабилизатора отклонителя. Расчеты по формуле (3.1) для РУС с  $R_d = 147,65$  мм,  $R_o = 122$  мм,  $R_{ц} = 140$  мм,  $l_1 = 0,7$  м,  $l_2 = 2,5$  м позволяют определить значения радиусов

кривизны, которые изменяются от 152 м до 350 м при выдвижении лопатки на расстояние  $H = 30-26,75$  мм. [7]

### 3.1.3. Принцип работы РУС типа «Point the bit»

В РУС, реализующих механизм перекоса долота – (point-the-bit) используют внутренний изгиб вала отклонителя для изменения направления скважины. В такой системе точка изгиба вала находится внутри корпуса над долотом. Ориентация изгиба вала контролируется с помощью серводвигателя, который вращается с той же скоростью, что бурильная колонна, но в обратном направлении. Это позволяет сохранить геостационарную ориентацию торца бурового инструмента при вращении колонны.

Радиус искривления скважины для РУС с изменением перекоса долота, при отсутствии деформации корпуса, определяется выражением.

$$R = \frac{L}{2\sin(\gamma - \beta)}, \quad (3.4)$$

где  $\beta$  – угол наклона отклонителя к оси скважины, град.

Угол  $\beta$  определяют по формуле

$$\beta = \arctg \frac{D_d - D_u}{2l_1}$$

Угол  $\gamma$  создается при изгибе вала отклонителя и может определяться по формуле:

$$\gamma = \frac{3\Delta(1-\eta)^2}{\alpha^3\eta l_2}, \quad (3.5)$$

где  $\Delta$  – угол отклонения вала при изгибе, град;

$$\alpha = \frac{a}{l_2}; \eta = \frac{b}{l_2}.$$

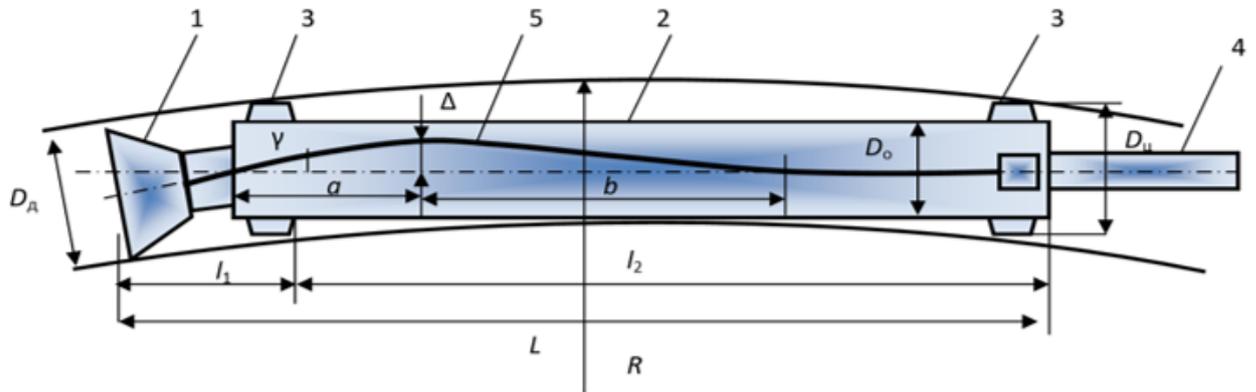


Рисунок 3.4 – Схема для расчета радиуса искривления РУС с изменением направления перекоса долота

Для системы Geopilot, имеющей следующие параметры:  $a = b = 2,25$  м;  $l_1 = 0,8$  м;  $l_2 = 4,5$  м;  $D_o = 244$  мм, значения радиусов искривления при бурении долотом диаметром 295,3 мм и различных прогибах вала отклонителя приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1 - Расчетные данные радиуса искривления РУС Geopilot

Диаметр центратора Дц, мм	244			280			
	4	5	6	2	3	4	5
Прогиб вала $\Delta$ , мм	1,75	2,18	2,62	0,87	1,31	1,75	2,18
Угол перекоса $\gamma$	-	438	194	475	200	126	93
Радиус искривления R, м	-	438	194	475	200	126	93

В системе РУС с изменением направления перекоса или позиционирования долота (point-the-bit) используются механизм управления с эксцентриковой втулкой. [8]

Схема работы устройства данного типа показана на рис. 3.5.

Эксцентриковая втулка 1 имеет возможность поворота как вокруг собственной оси в направлении  $\eta$ , так и вокруг оси корпуса-статора 2 РУС в

направлении  $\tau$ . Вал-ротор 3 РУС, на котором установлено долото 5, вращается внутри эксцентриковой втулки 1 с частотой  $\omega$ . Корпус-статор

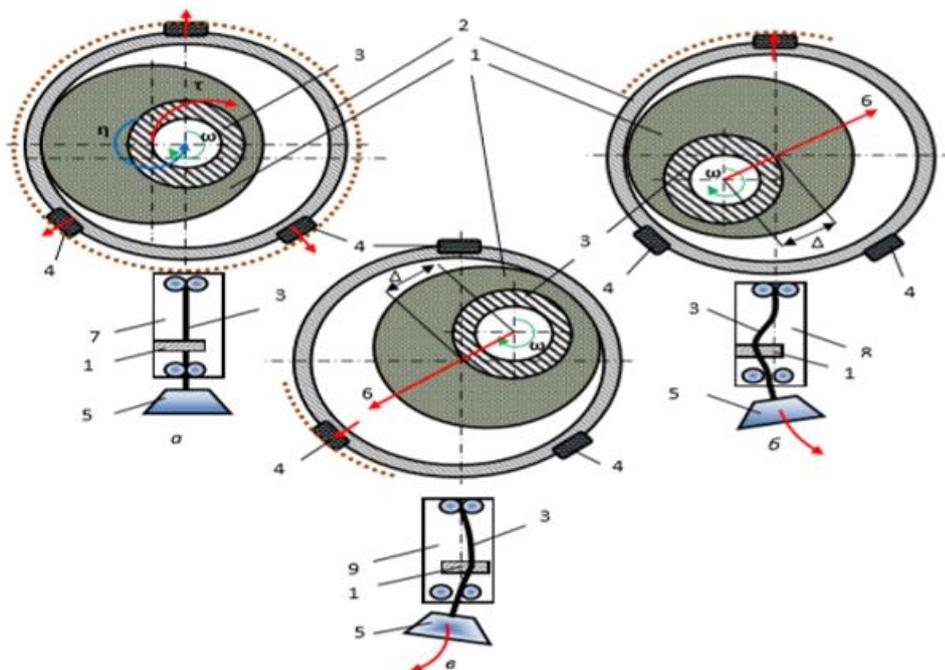


Рисунок 3.5 – Схема работы РУС с позиционированием долота

РУС фиксируется в скважине при выдвигании плашек 4. Проворот эксцентриковой втулки 1 осуществляется с помощью сервомеханизма, работа которого управляется электронным блоком по команде от управляющего процессом компьютера. Поворот эксцентриковой втулки 1 приводит к отклонению оси вала-ротора 3 от центральной оси корпуса 2 РУС на величину зазора  $\Delta$  и долото 5 получает перекося в ту или иную сторону, в зависимости от положения втулки 1 внутри корпуса-статора 2 РУС.

На рис. 3.5, а дана схема соответствующая случаю бурения без искривления, при котором внутреннее отверстие эксцентриковой втулки 1, вал 3 соосны корпусу 2 РУС ( $\Delta=0$ ), а долото 5 не имеет перекося.

В иных случаях, проиллюстрированных рис. 4, б, в, эксцентриковая втулка 1, проворачиваясь, занимает такую позицию в корпусе РУС, которая обеспечивает изгиб вала 3, перекося долота 5, изменение направления бурения и искривление скважины в направлениях, указанных на схемах (позиция б).

На рис. 3.6 приведена иная схема управления изгибом ведущего вала РУС за счет поперечного отклонения симметричной кольцевой втулки. Такой вариант исполнения возможен, но требует иного, несколько более сложного привода системы, которая должна осуществлять поперечное силовое перемещение втулки с валом, что в ограниченных пределах корпуса отклонителя затруднено.

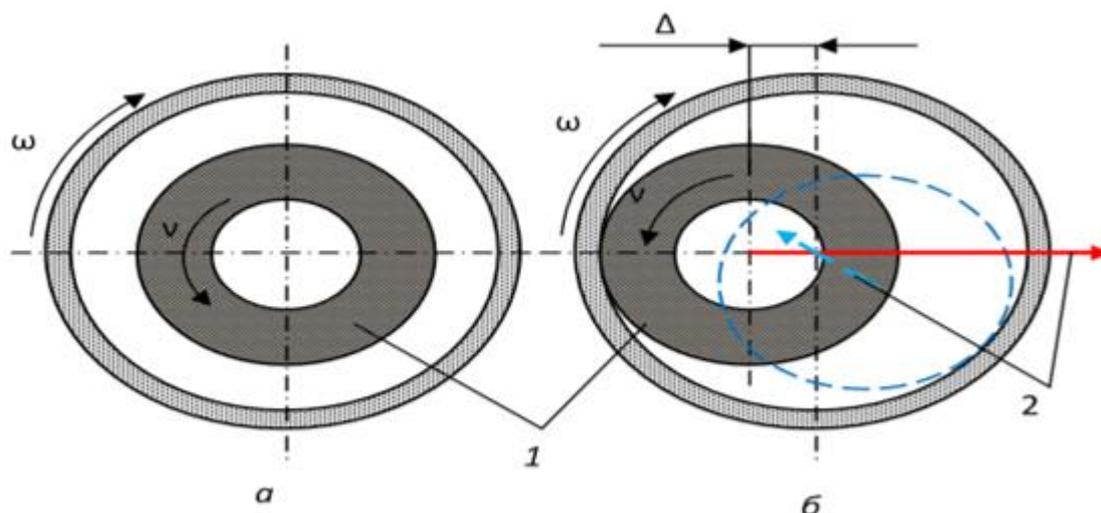


Рисунок 3.6 – Схема работы отклоняющего узла и набора кривизны РУС

### 3.2 Рекомендации по выбору роторных управляемых систем для различных задач на основании типа реализуемого механизма искривления

Роторные управляемые системы подразделяются по типу реализуемого механизма искривления на три группы: механизм асимметричного разрушения забоя вследствие перекоса долота, механизм фрезерования стенки и механизм совместного фрезерования и перекоса долота (гибридные). Был проведен анализ каждого из механизмов, из проведенного анализа можно сделать вывод, что каждый из этих механизмов имеет плюсы и минусы. Более того, необходимо определить наиболее рациональную область решаемых задач для каждого из рассмотренных механизмов искривления. Исходя из полученных данных можно сделать рекомендации по выбору роторной управляемой системы для конкретно поставленной задачи.

### **3.2.1 Роторные управляемые системы, рекомендуемые для забуривания боковых стволов.**

Забуривание боковых стволов — это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами [9].

Для забуривания дополнительных стволов с искусственных забоев целесообразно применить роторную управляемую систему, реализующую механизм фрезерования стенки, в силу высокой интенсивности набора кривизны, осуществляемого данным механизмом.

Ярким примером подобной системы является Power Drive Xtra от компании Schlumberger.

### **3.2.2 Роторные управляемые системы, рекомендуемые для набора кривизны**

При переходе из вертикального участка скважины в горизонтальный, или при переходе из наклонного ствола в горизонтальный существует необходимость осуществить значительный набор кривизны в пределах определенного, локального участка скважины.

Для решения этой задачи оптимальным выбором является роторная управляемая система, реализующая механизм набора кривизны за счет фрезерования стенки, так как такая система позволяет осуществить набор кривизны с высокой интенсивностью.

Ярким примером подобной системы является система AutoTrak от компании Baker Hughes [10].

Если же стоит задача плавного и контролируемого набора кривизны, то наилучшим выбором станет система, реализующая механизм асимметричного разрушения горной породы вследствие перекоса долота.

Образцом такой системы является система Geo-Pilot от компании SperrySun. Обосновать данный выбор можно тем, что системы, реализующие перекося долота являются более контролируемыми, так как отсутствует зависимость от скорости фрезерования и механической скорости бурения.

### **3.2.3 Роторные управляемые системы, рекомендуемые для бурения горизонтальных участков скважины**

При проводке горизонтального участка скважины необходима точность и контролируемость бурения. Также в силу того, что бурение горизонтального участка производится как правило по коллектору, необходима возможность бурить быстро. Известно, что коллектор является достаточно хрупким материалом и скорость бурения может достигать 2040 м/ч. Из этого можно сделать вывод, что для бурения горизонтальных участков не эффективным является использование роторных управляемых систем, реализующих механизм фрезерования стенки, так как для этого механизма существует прямая связь между скоростью бурения и интенсивностью набора кривизны. Чем выше скорость, тем ниже интенсивность. Таким образом при бурении горизонтального участка с высокой скоростью РУСы реализующие механизм фрезерования стенки будут неэффективны.

Роторные управляемые системы реализующие механизм асимметричного разрушения горной породы вследствие перекоса долота, напротив, будут являться оптимальным выбором в данной ситуации. В того, что отсутствует зависимость от механической скорости бурения, есть возможность бурить быстро, что повышает эффективность процесса бурения.

Ярким примером подобной системы является система EZ-Pilot от компании Sperry-Sun, инновационная система Revolution от компании Weatherford .

### 3.2.4 Роторные управляемые системы, рекомендуемые для поддержания вертикальности ствола скважины

Технологии направленного бурения применяются не только для осуществления набора кривизны или для бурения вертикальных скважин. Так же потребность в них существует и для бурения вертикальных стволов. Так роторные управляемые системы активно применяются для поддержания вертикальности ствола в процессе бурения. В такой ситуации необходимо применение силового варианта, которые предоставляют РУСы реализующие механизм фрезерования стенки. Примером такой роторной управляемой системы является Power Drive Xceed от компании Schlumberger и система Power V от компании Schlumberge [11]г.

Итоги данного анализа приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Рекомендации по выбору роторных управляемых систем для различных задач на основании типа реализуемого механизма искривления

Реализуемый механизм искривления	Решаемые задачи				
	Забуривание боковых стволов	Плавный набор кривизны	Резкий набор кривизны	Бурение горизонтальных участков	Поддержание вертикальности и ствола
Фрезерование стенки	+ (Power Drive Xtra от Schlumberger)		+ (AutoTrack от Baker Hughes)		+ (Power Drive Xceed от Schlumberger, Power V от Schlumberger)
Асимметричное разрушение забоя вследствие перекоса долота		+ (GeoPilot от SperrySun)		+ (EZ-Pilot от Sperry-Sun, Revolution от Weatherford)	

### Продолжение таблицы 3.2

1	2
Механизм совместного фрезерования стенки и перекося долота (гибридный)	(PowerDrive Archer от Schlumberger)

### Заключение

В результате аналитических исследований, представленных в данной работе, можно сделать вывод, что технология бурения скважин с роторными управляемыми системами имеет массу преимуществ перед остальными существующими технологиями направленного бурения, что было показано на примере бурения конкретных скважин в сравнении с бурением с применением других современных отклонителей. Так, при бурении с применением роторной управляемой системе механическая скорость бурения возрастает в среднем в 2 раза, по сравнению с бурением винтовым забойным двигателем, что обеспечивает существенную экономию времени бурения. Эффективная длина горизонтальной секции увеличилась на 40%, что в свою очередь позволило увеличить дебит скважин более чем вдвое. Также было установлено, что в сравнении с забойным двигателем, роторная управляемая система позволяет бурить более гладкий ствол, что снижает риск аварийности.

Была установлена зависимость между типом реализуемого механизма искривления и наиболее рациональной областью его применения.

На основании аналитического исследования механизмов искривления, реализуемых роторными управляемыми системами, были составлены рекомендации по выбору роторных управляемых систем, для различных задач, встречающихся в области направленного бурения.

## **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

### **4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Красноярского филиала АО «Сибирская сервисная компания» (КФ АО ССК)**

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

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал. В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отрадненский. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах РФ, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%).

В 2003 году в состав ССК входит ЗАО «Нефтепромбурсервис» («НПБС»), работающий на территории Томской области. На базе ЗАО «НПБС» с 01 января 2013 года начинает работать Томский филиал в его нынешнем виде. Основной профиль предприятия – бурение поисковых и разведочных скважин. На счету

буровых бригад несколько параметрических скважин «пятитысячников». География деятельности сегодня – это еще и работа в ЯНАО и республике Коми. [12].

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

Данное предприятие возглавляет директор филиала, у которого в подчинении находятся шесть заместителей: Первый заместитель директора - технический директор, заместитель директора по маркетингу, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по общим вопросам, заместитель директора по работе с персоналом, заместитель директора по вопросам безопасности. В распоряжении технического директора находятся следующие руководители: главный геолог, главный технолог, заместитель директора по производству, заместитель директора по охране труда и технике безопасности, все они возглавляют соответственно следующие отделы – технологический отдел, геологический отдел, центральный пункт диспетчерской службы (ЦПДС), отдел по охране труда и технике безопасности. Отдел компьютерных технологий, производственно - технический отдел бурения, производственно-технический отдел капитального ремонта скважин (КРС), отдел главного энергетика и отдел главного механика подчиняются техническому директору.

Инженерно-технологическая служба (ИТС) является органом оперативного управления, а также основным производством, обеспечивающим выполнение плана строительства скважин в целом по всему предприятию по установленной технологии. Начальнику ИТС подчинены начальники смен ИТС, через них он распоряжается и руководит работой буровых бригад. В ИТС входят четыре буровые бригады.

В состав буровой бригады входят:

- Буровой мастер – 2 чел;
- Помощник бурового мастера – 1 чел;
- Технолог – 2 чел;
- Бурильщик 7 разряда – 4 чел;
- Первый помощник бурильщика 6 разряда – 4 чел;
- Второй помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел;
- Третий помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел;
- Электрик – 4 чел;
- Слесарь – 2 чел.

На 01.09.2014. в ТФ АО «Сибирская сервисная компания» работало: 312 человек РСС и 864 человека рабочих, всего – 1176 человек. Современная география работ представлена широко, как говорят в Сибирской сервисной компании: от Волги до Енисея! Это крупные подразделения в Самарской области, Нефтеюганске, Стрежевом, Томске, Красноярске. Также ССК имеет два технологических филиала – Управление цементирование скважин и филиал „Буровые растворы“.

В компании 48 буровых бригад и 51 бригада освоения и ремонта скважин, 7 бригад резки боковых стволов. Объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения ежегодно составляет более миллиона метров в год. [12].

Организационная структура ТФ АО ССК на рисунке 4.1.

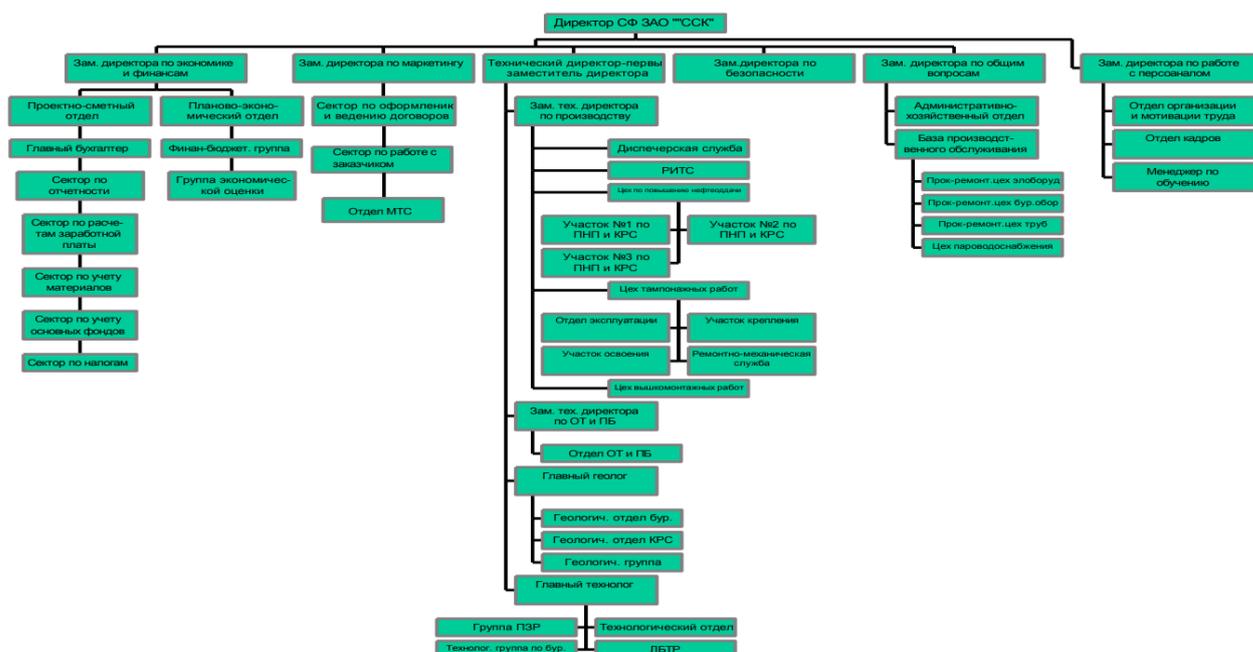


Рисунок 4.1 - Организационная структура СФ АО ССК

## 4.2 Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины

### 4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (4.1):

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \text{ где} \quad (4.1)$$

- $T_{\text{п/вм}}$  – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;
- $T_{\text{п/пр}}$  – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;

- $T_{п/бк}$  – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;

- $T_{п/оп}$  – проектная продолжительность испытания, ч;

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам. К важнейшим из них относятся:

- единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ);

- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые;

- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин;

- нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ.

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

- данные геологической, технической и технологической частей проекта;

- нормы времени на проходку одного метра и нормы проходки на долото;

- справочник для нормирования производимых операций.

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка МБУ 3200/200 Д.

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения скважин. Часть 3». Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1368 часов или 57 суток.

Нормативное время на подготовительные работы, которое зависит от глубины бурения скважины, составляет 104 часов или 4,33 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые» [13].

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

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

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

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [13]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 255 часов или 10,63 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице Е.1 в приложении Е.

## 4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (4.2):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}}} = \frac{3729}{220,77} = 16,89 \text{ м/ч} \quad (4.2)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (4.3):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}} + t_{\text{СПО}}} = \frac{3729}{239,19} = 15,59 \text{ м/ч} \quad (4.3)$$

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле (4.4):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H \times 720}{t_{\text{к}}} = \frac{3729 \times 720}{554} = 4846,35 \frac{\text{м}}{\text{ст. мес}} \quad (4.4)$$

Средняя проходка на долото определяется по формуле (4.5):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{T} = \frac{3729}{4} = 932,25 \text{ м} \quad (4.5)$$

## 4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Количество
Буровой мастер	-	1
Помощник бурового мастера	-	3
Бурильщик	6	4

Продолжение таблицы 4.1.

Наименование	Разряд	Количество
Бурильщик	5	4
Помощник бурильщика	5	4
Помощник бурильщика	4	4
Электромонтер	5	4
Слесарь	5	2
Лаборант	-	2

Согласно нормативной карте, вышкомонтажные работы составляют 1327 часов или 55,3 суток. Календарное время бурения составляет 554 часов или 23 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 255 часов или 10,63 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 4.2.

Вид работ	Продолжительность		Месяцы			
	часов	суток	1	2	3	4
Вышкомонтажные работы	1368	57				
Бурение скважины	568	23,6				
Испытание скважины	255	10,6				

Рисунок 4.2 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

#### 4.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости строительства скважины.

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

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [14], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- II часть – строительные и монтажные работы;
- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады; содержание бурового оборудования; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации; химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот; износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в таблице Е.2 приложения Е.

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Затраты, описанные в главах 7-11, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [14], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый КЦ/2020-12ти [15]. Для Томской области на декабрь 2020 года индекс составляет 235,35.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице Е.3 приложения Е.

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (4.6):

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{348\ 646\ 855 - 18\ 236\ 330}{3729} = 88605 \text{ руб/м} \quad (4.6)$$

## **5. Социальная ответственность**

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефтяном месторождении (Томская область). При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины.

Раздел «социальная ответственность» является одной из важнейших частей современных проектных решений, потому что он определяет нормы производственной и экологической безопасности, а также в некоторой степени регулирует отношения между работником и работодателем.

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

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

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [18].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [19].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [20].

### 5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [21].

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

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [22]:

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

## 5.2 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий, и сооружений при бурении наклонно-направленной эксплуатационной скважины глубиной 3810 м.

Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 5.

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ						Нормативные документы
	Эксплуатация бурового оборудования	Бурение ствола скважины	Спуско-подъемные операции.	Цементирование скважин под каждую колонну	Приготовление и обработка технологических жидкостей	Освоение скважины и испытание пласта	
1. Неудовлетворительный микроклимат.	+	+	+	+	+	+	СП 52.13330.2011 [1]
2. Повышенные запыленность и загазованность.		+	+	+	+		СНиП 2.04.05-91 [2]
3. Повышенные уровни шума и вибрации.	+	+	+	+		+	МР 2.2.7.2129-06 [3] ГОСТ 12.1.003-83
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	+	+	+		+		ССБТ [4] ГОСТ 12.1.012-2004 (ССБТ) [5]

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8
							ГОСТ 12.1.005-88 [6] ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [7] Приказ от 12.03.2013 г. №101 [8] Р 3.5.2.2487-09 [9] РД 10-525-03 [10] ПУЭ «Правила устройства электроустановок [11] ПП РФ №316[12] ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [13] РД 51-1-96 [14] ППРФ от 23.02.1994 №140 [15] РД 39-1.13-057-2002[16] РД 08-254-98[17]

**5.2.1 Анализ вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия**

Ниже представлено описание вредных производственных факторов, а также приведено обоснование мероприятий по их устранению и средства индивидуальной и коллективной защиты.

*Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе*

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (Томская область), в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией

(спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже  $-40^{\circ}\text{C}$  предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [3]. Нормы приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

#### *Повышенные уровни шума*

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [4] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБа для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

#### *Повышенные уровни вибрации*

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении буровой колонны и ее взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д.

Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют  $0,1 \text{ м/с}^2$  и  $2,0 \text{ мм/с}$  в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [5]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки,

виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

*Повышенная загазованность воздуха рабочей среды*

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [6] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

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

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [2]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [7].

*Недостаточная освещенность рабочей зоны*

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»» (ПБНГП) [8] и приведены в таблице 1.4.

Таблица 5.4 – Требования к освещению производственного объекта

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

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп [1].

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

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [9].

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

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

При бурении наклонно-направленных скважин возможно получение травм, во избежание этого устраиваются мероприятия по устранению опасного фактора, включающего в себя проведение работ согласно ПБНГП [8], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

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

#### *Поражение электрическим током*

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствию защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько виды электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства

подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство. Снабжение электрической энергией приемников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приемников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую подстанцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6(10) кВ.

Непосредственными признаками электрических травм являются:

- контакт человека с токоведущими частями электрооборудования вследствие пробоя или неисправности;
- контакт с поверхностями электроприборов, голым проводам, контактам электрических устройств (автоматических выключателей, патронов ламп, предохранителей) под напряжением;
- одновременное прикосновение к двум фазам под напряжением;
- нарушение правил безопасности персонала при выполнении строительно-монтажных работ;
- прикосновение к влажным металлоконструкциям или стенам, соединенным с источником электротока.

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

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [11];
- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления и зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже III.

#### *Расположение рабочего места на значительной высоте*

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [8] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного каната и предохранительного пояса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

#### *Пожаровзрывоопасность*

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями; в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения согласно ФЗ-123.

Основными причинами пожаров являются: искры, короткие замыкания, молнии, статическое электричество.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [12].

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП) [8];
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [13]:

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

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

### 5.3 Экологическая безопасность

Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице 1.5

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

Строительство скважин сопровождается большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице 1.5.

Таблица 5.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.	1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 2. Соблюдение нормативов отвода земель. 3. Рекультивация земель.

Продолжение таблицы 5.5

Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др.	1. Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. 2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др.
	Засорение почвы производственными отходами.	Вывоз и захоронение производственных отходов.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности.	Засыпка выемок, горных выработок.
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.	Мероприятия по охране почв.
	Лесные пожары.	Уборка и уничтожение порубочных остатков, и другие меры ухода за лесосекой.
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия.
Вода и водные Ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.).	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора.

Продолжение таблицы 5.5.

1	2	3
Недра	Некомплексное изучение недр.	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр.
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов.	Организация рудных отвалов и складов.
Вода и водные	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов.	Ликвидационный тампонаж буровых скважин.
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками.	Оборудование скважин оголовками.
	Загрязнение бытовыми стоками.	Очистные сооружения для буровых стоков.
	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно- геологических свойств пород).	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно- геологические наблюдения в скважинах и выработках.

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

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [14].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ППРФ от 23.02.1994 №140 [15].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивируемым участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю. Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с РД 39-1.13-057-2002 [16].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины, несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высоко герметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р –402;
- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

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

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [8]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными

последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

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

#### **5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС**

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [8]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [17].

##### **Выводы по разделу:**

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены специальные, правовые нормы трудового законодательства, применимые к работникам вахтовым методом, описаны организационные требования при выполнении работ.

Были определены вредные и опасные факторы, которым подвергаются работники во время процесса строительства скважины, описаны необходимые меры предосторожности, предельно допустимые концентрации веществ и способы предотвращения их вредного воздействия.

Проанализированы вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения этих воздействий. Определены возможные ЧС и пути их устранения.

В данном разделе были рассмотрены все задачи производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

## **Заключение**

При выполнении выпускной квалификационной работы на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на палеозойскую систему нефтяного месторождения» были разработаны следующие разделы: общая и геологическая часть, технологический раздел, разделы «Социальная ответственность» и Финансовый менеджмент».

В геологической части представлены условия бурения, газонефтеводоносность и возможные осложнения.

В технологической части произведены обоснование и расчет для профиля скважины, конструкции, способа бурения, породоразрушающего инструмента, гидравлической программы промывки, выбора буровой установки, элементов компоновки бурильной колонны, режимов бурения, очистного агента и применяемого оборудования, процессов заканчивания, цементирования и освоения скважины. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий в процессе строительства скважины.

В специальной части были рассмотрены роторно-управляемые системы, описан принцип действия основных роторно-управляемых систем, а также показаны их преимущества и недостатки.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству нефтяной скважины.

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

## Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
5. Нескоромных, В. В. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин: рукопись / В.В. Нескоромных. – Красноярск
6. Официальный сайт компании «Schlumberger»: [Электронный ресурс]: [www.slb.ru](http://www.slb.ru) (дата обращения 22.05.2021).
7. Официальный сайт компании «Halliburton» : [Электронный ресурс]: [www.halliburton.ru](http://www.halliburton.ru) (дата обращения 22.05.2021).
8. Официальный сайт компании «BakerHughes»: [Электронный ресурс]: [www.bakerhughes.com](http://www.bakerhughes.com) (дата обращения 22.05.2021).
9. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин: учебное пособие / С.А. Кейн – Ухта : УГТУ, 2014.
10. Новосельцев Д.И Проблемы и перспективы бурения инженерно-геологических, гидрогеологических и эксплуатационных скважин: учебное пособие / Д.И. Новосельцев, А.В. Епихин – Томск 2014.

11. Официальный сайт компании «Weatherford»: [Электронный ресурс]: [www.weatherford.ru](http://www.weatherford.ru) (дата обращения 22.05.2021).
12. Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс]: <http://www.sibserv.com/> (дата обращения 22.05.2021).
13. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html> (дата обращения: 20.05.2021).
14. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
15. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2020 г. № КЦ/2020-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2020 года.
16. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
17. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
18. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
19. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
20. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
21. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
22. ОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
23. Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».
24. Р 3.5.2.2487-09. Руководство по медицинской дезинсекции.
25. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

26. ПУЭ «Правила устройства электроустановок».
27. ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».
28. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.
29. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».
30. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 №140 "О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы".
31. РД 39-1.13-057-2002. Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.
32. РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.
33. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.05.2021). Статья 47. Порядок разработки проекта соглашения и заключения соглашения.
34. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин".
35. 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».
36. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
37. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

## Приложения А

### Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град	Коэффициент кавернозности
от (верх)	до (низ)	название	индекс		
0	25	Четвертичная система	Q	0	1,40
25	150	некрасовская серия	P <sub>3</sub> <sup>nk</sup>	0	1,40
150	215	чеганская свита	P <sub>2-3</sub> <sup>cg</sup>	0	1,30
215	380	люлинворская свита	P <sub>2</sub> <sup>ll</sup>	0-5	1,30
380	410	талицкая свита	P <sub>1</sub> <sup>tl</sup>	0-5	1,30
410	460	ганькинская свита	K <sub>2</sub> <sup>gl</sup>	0-5	1,30
460	525	славгородская свита	K <sub>2</sub> <sup>sl</sup>	0-5	1,30
525	700	ипатовская свита	K <sub>2</sub> <sup>ip</sup>	0-5	1,30
700	720	кузнецовская свита	K <sub>2</sub> <sup>kz</sup>	0-5	1,20
720	1570	покурская свита	K <sub>1-2</sub> <sup>pk</sup>	0	1,20
1570	1605	алымская свита	K <sub>1</sub> <sup>al</sup>	0	1,20
1605	2175	киялинская свита	K <sub>1</sub> <sup>kl</sup>	0	1,10
2175	2220	тарская свита	K <sub>1</sub> <sup>tr</sup>	0	1,10
2220	2430	куломзинская свита	K <sub>1</sub> <sup>ktm</sup>	0	1,10
2430	2450	бажендовская свита	J <sub>3</sub> <sup>bg</sup>	0	1,10
2450	2455	георгиевская свита	J <sub>3</sub> <sup>gr</sup>	0	1,10
2455	2535	наунакская свита	J <sub>3-2</sub> <sup>nnk</sup>	0	1,20
2535	2720	тюменская свита	J <sub>1-2</sub> <sup>tm</sup>	0	1,20
2720	2750	коры выветр. (J <sub>tm</sub> +P <sub>z</sub> )	J <sub>1-2</sub> <sup>tm</sup> + P <sub>z</sub>	0	1,35
2750	3050	палеозой (вскр. Мощность)	P <sub>z</sub>	0	1,35

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиг- рафичес- кого подразд- еления	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы
	от	до	Краткое название	% в инт- ерва- ле	
1	2	3	4	5	6
Q	0	25	глина суглинок	50 50	Почвенно-растительный слой: глины, суглинки, желтовато-серые, слабые пески и супеси.
P <sub>3</sub> <sup>nk</sup>	25	150	песок глина	50 50	Отложения свиты сложены переслаиванием рыхлых песков, алевролитов и глин вязких, алевролитистых
P <sub>2-3</sub> <sup>cg</sup>	150	215	песок глина	20 80	Глины чеганской свиты зеленовато-серые и темно-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с пропластками и линзами светло-серых песков разнозернистых, слюдистых
P <sub>2</sub> <sup>ll</sup>	215	380	глина	100	Отложения люлинворской свиты представлены глинами темно-серыми до черных, зеленовато-серыми опковидными, плитчатыми, жирными на ощупь, с тонкими пропластками светло-серых песков и алевролитов
P <sub>1</sub> <sup>ll</sup>	380	410	пески глины	10 90	Отложения талицкой свиты представлены глинами темно-серыми до черных жирными на ощупь, с прослойками и линзочками песка, алевролита, опковидных глин
K <sub>2</sub> <sup>gl</sup>	410	460	глины	100	Глины серые, буровато-серые, зеленовато-серые, плотные, алевролитистые, комковатые, слюдистые, с тонкими линзовидными пропластками песков уплотненных и алевролитов
K <sub>2</sub> <sup>sl</sup>	460	525	глины	100	Глины серые, буровато-серые, участками алевролитистые, с прослоями опковидных глин, с линзочками и тонкими пропластками алевролита и тонкозернистого уплотненного песка
K <sub>2</sub> <sup>ip</sup>	525	700	глины	100	Глины зеленовато-серые, известковистые и опковидные с тонкими пропластками алевролитов и глинистых песчаников
K <sub>2</sub> <sup>kz</sup>	700	720	глины	100	Глины темно-серые с зеленоватым оттенком, плотные, листоватые и плитчатые, иногда алевролитистые и слюдистые
K <sub>1-2</sub> <sup>pk</sup>	720	1570	песчаник глина алевролит	50 30 20	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, песчаников и алевролитов. Глины серые, темно-серые, зеленовато-серые, алевролитистые, комковатые, слоистые; алевролиты темно-серые, иногда глинистые крепкие, песчаные; песчаники светло-серые, серые, мелко-среднезернистые, слабосцементированные.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K <sub>1</sub> <sup>al</sup>	1570	1605	глина песчаник	50 50	Алымская свита сложена черными аргиллитоподобными плотными, листоватыми глинами, песчаниками серыми, светло-серыми, мелко- среднезернистыми, глинистыми, слабосцементированными
K <sub>1</sub> <sup>kl</sup>	1605	2175	глина песчаник алевролит	50 30 20	Отложения киялинской свиты представлены неравномерным чередованием светло-серых, мелко- среднезернистых песчаников, серых иногда глинистых алевролитов, серых и темно-серых глин комковатых, участками аргиллитоподобных
K <sub>1</sub> <sup>lr</sup>	2175	2220	песчаники аргиллиты алевролиты	60 20 20	Песчаники серые, светло-серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, слюдистые от слабосцементированных, однородных неслоистых до крепких, известковистых горизонтально- и косослоистых. Алевролиты серые, плотные, крепкие, глинистые, песчаные, слоистые. Аргиллиты темно-серые, серые плотные, крепкие, слюдистые, слоистые.
K <sub>1</sub> <sup>ktm</sup>	2220	2430	аргиллит песчаник алевролит	70 20 10	Аргиллиты серые, темно-серые, зеленовато-серые, плотные, крепкие, иногда алевролитистые с редкими прослоями алевролитов мелкозернистых известковистых песчаников
J <sub>3</sub> <sup>bg</sup>	2430	2450	аргиллит	100	Отложения свиты сложены темно-коричневыми битуминозными аргиллитами, плотными, крепкими, плитчатыми
J <sub>3</sub> <sup>gr</sup>	2450	2455	аргиллит	100	Аргиллиты серые, темно-серые с прослоями известняков
J <sub>3-2</sub> <sup>nnk</sup>	2455	2535	песчаник аргиллит алевролит	50 20 30	Наунакская свита подразделяется на две подсвиты: верхнюю преимущественно песчаную и нижнюю преимущественно глинистую. Верхняя подсвита представлена серией песчаных пластов (горизонт Ю <sub>1</sub> ), песчаники мелко- среднезернистые, серые глауконитовые с прослоями алевролитов, аргиллитов. Алевролиты серые, темно-серые, слоистые, пиритизированные. Аргиллиты темно-серые до черных, слоистые, плотные. Нижняя подсвита сложена аргиллитами темно-серыми до черных, углистыми, плитчатыми с прослоями песчаников, алевролитов, углей.
J <sub>1-2</sub> <sup>tm</sup>	2535	2720	аргиллиты алевролиты песчаники угли	30 25 40 5	Свита сложена неравномерным чередованием темно-серых и буровато-серых аргиллитов, плотных серых крепких алевролитов, светло-серых, серых мелкозернистых, реже средне- крупнозернистых песчаников, черных углистых аргиллитов и углей.
Кора выветр.	2720	2750	выветр. метаморфи з. Порода	100	Кора выветривания представлена выветрелыми метаморфизированными породами (гравелитами, гравелито-брекчиями, конгломератами)
P <sub>z</sub>	2750	3050	метаморфи зированные породы	100	Эффузивные, эффузивно-осадочные породы, метаморфизированные гравелито-брекчии, гравелито-песчаные породы

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, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Расслоенность породы	Абразивность	Категория пород по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	25	глина суглинок	2,00	25-30	2500	40	-	-	-	-	мягкая
P <sub>3</sub> <sup>nk</sup>	25	150	песок глина	2,30	20	0	100	-	10	1	4	мягкая
P <sub>2-3</sub> <sup>cg</sup>	150	215	песок глина	2,1 2,3	20	1000 0	20 100	0 0	10	1	10 4	мягкая мягкая
P <sub>2</sub> <sup>ll</sup>	215	380	песок глина	2,1 2,3	25 20	1000 0	50 100	0 0	10	1	10 4	мягкая мягкая
P <sub>1</sub> <sup>tl</sup>	380	410	глина	2,3	20	0	100	0	10	1	4	мягкая
K <sub>2</sub> <sup>gl</sup>	410	460	глина	2,3	20	0	100	0	10	1	4	мягкая
K <sub>2</sub> <sup>sl</sup>	460	525	глина	2,3	20	0	100	0	10	1	4	мягкая
K <sub>2</sub> <sup>ip</sup>	525	700	глина	2,3	20	0	100	0	10	1	4	мягкая
K <sub>2</sub> <sup>kz</sup>	700	720	глина	2,3	18-20	0	100	0	10	3	4	мягкая
K <sub>1-2</sub> <sup>pk</sup>	720	1570	песчаник глина алевролит	2,1 2,3 2,1	18-25 15-25 20-25	20-30 0 20-30	20 100 40	3 3 3	20 15 20	2 3 1	10 4 10	средние средние средние

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K <sub>1</sub> <sup>al</sup>	1570	1605	глина	2,3	15-20	0	100	3	15	3	4	средние
K <sub>1</sub> <sup>kl</sup>	1605	2175	песчаник глина	2,1 2,3	20 10-15	20-30 0	20 100	3 3	20 20	2 1	10 4	средние средние
K <sub>1</sub> <sup>tr</sup>	2175	2220	песчаник алевролиты песчаник	2,1 2,1 2,1	15-20 15-20 15-20	10-20 20-30 10-30	20 20 5	3 3 3	15 25 25	1 1 2	10 6 10	средние средние средние
K <sub>1</sub> <sup>ktm</sup>	2220	2430	аргиллит песчаник	2,3 2,1	10-15 15-20	0 15-20	100 20	10 10	20 25	3 1	4 9	твердые твердые
J <sub>3</sub> <sup>bg</sup>	2430	2450	аргиллит	2,3	5-10	0	100	10	50	3	6	твердые
J <sub>3</sub> <sup>gr</sup>	2450	2455	аргиллит	2,3	5-10	0	100	10	70	3	6	твердые
J <sub>3-2</sub> <sup>nnk</sup>	2455	2535	песчаники аргиллит алевролит	2,1 2,3 2,1	16-19 5-10 10-15	20-30 0 0-10	20 100 30	5 5 5	100 50 80	2 3 2	10 4 6	твердые твердые твердые
J <sub>1-2</sub> <sup>tm</sup>	2535	2720	аргиллиты алевролиты	2,3 2,1	5-10 10-15	0 0-10	100 30	5 5	50 80	3 2	4 6	твердые твердые
Кора выветр.	2720	2750	выветр. метаморфиз. Порода	По представленным аналогам близлежащих месторождений отложения коры выветривания и палеозоя не изучены							6	крепкие
P <sub>z</sub>	2750	3050	метаморфизированные породы								6	крепкие

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратигра фического подраздел ения	Интервал, м		Градиент давления											Температ ура в конце интервала		
	от	до	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			С°	исто чник полу чени я
			кгс/см <sup>2</sup>		Исто чник полу чени я											
			от	до		от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q-K <sub>2</sub> kz	0	720	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,200	ПГФ	0,000	0,220	ПГФ	27	ПГФ
K <sub>1-2</sub> <sup>pk</sup>	720	1570	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,220	0,220	ПГФ	51	ПГФ
K <sub>1</sub> <sup>al</sup>	1570	1605	0,101	0,101	ПГФ	0,101	0,101	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,220	0,220	ПГФ	68	ПГФ
K <sub>1</sub> <sup>kl</sup>	1605	2175	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,220	0,220	ПГФ	70	ПГФ
K <sub>1</sub> <sup>tr</sup>	2175	2220	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,178	0,178	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	72	ПГФ
K <sub>1</sub> <sup>klm</sup>	2220	2430	0,102	0,102	ПГФ	0,102	0,102	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	79	ПГФ
J <sub>3</sub> <sup>bg-gr</sup>	2430	2455	0,103	0,103	ПГФ	0,103	0,103	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	80	ПГФ
J <sub>3-2</sub> <sup>nnk</sup>	2455	2535	0,103	0,103	ПГФ	0,103	0,103	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	80	ПГФ
J <sub>1-2</sub> <sup>tm</sup>	2535	2720	0,103	0,103	ПГФ	0,103	0,103	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	85	ПГФ
Кора выветр.	2720	2750	0,104	0,104	ПГФ	0,104	0,104	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	95	ПГФ
P <sub>z</sub>	2750	3050	0,104	0,104	ПГФ	0,104	0,104	ПГФ	0,179	0,179	ПГФ	0,230	0,290	ПГФ	10 0	ПГФ

Таблица А.5– Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Условия возникновения и мероприятия по ликвидации последствий
	От	До		
Q-K <sub>2</sub>	0	410	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, не соблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, репрессия на пласт > 10% гидростатического давления
Кора выветривания	2720	2750		
Pz	2750	3050		
Q-K <sub>2</sub>	0	700	Осыпи и обвалы стенок скважины	Проработка ствола, промывка, закачка облегченного раствора, установка нефтяной и водяной ванны при интенсивном расхаживании инструмента с отбивкой ротором
J <sub>2</sub> +J <sub>3</sub> *	2535	2720		
Кора выветривания	2720	2750		
Pz	2750	3050		
K <sub>1-2</sub> <sup>pk</sup>	720	1570	Нефтегазоводопрооявление	Снижение противоавления на пласт ниже гидростатического
K <sub>1</sub> tr-klm	2175	2430		
J <sub>2-3</sub> nnk-tm	2455	2700		
Кора выветривания	2720	2750		
Pz	2750	3050		
K <sub>1</sub>	2175	2220	Прихватопасные зоны	Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения

Таблица А.6 – Исследовательские работы

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал, м		Метраж отбора керна, м
	минимальный диаметр, мм	максимальная проходка за долбление, м	от (верх)	до (низ)	
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
К <sub>1</sub> Б <sub>9</sub>	100	7	2210	2220	10
J <sub>3</sub> Ю <sub>1</sub>	100	7	2450	2500	50
J <sub>2</sub> Ю <sub>2</sub>	100	7	2535	2545	10
J <sub>2-3</sub> , Ю <sub>3-4</sub>	100	7	2565	2575	10
J <sub>2</sub> Ю <sub>5-6</sub>	100	7	2620	2630	10
J <sub>2</sub> Ю <sub>8</sub>	100	7	2680	2100	20
к.в. + Pz	67	5	2735	2775	40
Pz	67	5	3045	3050	5

**Приложение Б**  
(обязательное)

Исходная информация по нефтяному месторождению Томской области

Таблица Б.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Подвижность, дарси на сатнипуаз	Содержание серы, %	Содержание парафина, %	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут.	Параметры растворенного газа					
	от	до		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	относительная плотность газа по воздуху	коэффициент сжимаемости, 1/МПа 10 <sup>-4</sup>	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
К <sub>1</sub> (пл. Б <sub>9</sub> )	2210	2225	поровый	0,790	0,848	0,016	0,57	2-3	10-15	20	отс.	1,8	1,003	5,03	7,5
Ј <sub>3</sub> (пл. Ю <sub>1</sub> )	2450	2500	поровый	0,718	0,835	0,016	0,60	1-2	10-15	125	отс.	1,6	1,120	9,30	10,5

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J <sub>1-2</sub> (Ю <sub>2</sub> )	2535	2545	поровый	0,750	0,867	0,019	0,45	4,5	1-3	43	отс.	2,24	1,075	1,29	9,65
к.в. Pz	2720	2750	поровый	0,760	0,837	0,019	0,45	5,0	1-10	45	отс.	2,01	1,100	1,47	9,70

Таблица Б.2. – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды						Степень минерализации	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	НСО <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Ca <sup>2+</sup>			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q-P <sub>3</sub>	0	150	поровый	1,001	600								0,23-0,28	пресные	да
ПК <sub>16</sub>	1520	1590	поровый	1,011	10-30	30	274	0,04	4,3	228	9	33	15,96	ХЛК	нет
A <sub>1</sub>	1590	1610	поровый	1,012	5-30	30	303	0,12	2,3	22	7,4	58	17,58	ХЛК	нет
A <sub>2</sub>	1610	1940	поровый	1,012	5-30	10	302	0,27	3,2	242	9	54	17,6	ХЛК	нет
Б <sub>4</sub>	1940	2210	поровый	1,016	5-10	10	396	0,04	1,6	296	25,9	70	22,73	ХЛК	нет
Б <sub>9</sub>	2210	2450	поровый	1,018	5-10	10	453	0,08	3,7	342	15,3	97	26,25	ХЛК	нет
Ю <sub>1</sub>	2450	2535	поровый	1,025	10-20	10	621	0,87	2,8	532	16	74	36,13	ХЛК	нет
Ю <sub>2</sub>	2535	2720	поровый	1,016	1-5	10	481	0,56	9,3	436	20,2	34,8	36,2	ХЛК	нет
Кора выветривания	2720	2750	поровый	1,022	0-5	10	621,9	1,25	9,1	585,1	12,7	34,5	37,1	ХЛК	нет
Pz*	2750	3050	Порово-трейн	1,022	0-5	10	621,9	1,25	9,1	585,1	12,7	34,5	37,1	ХЛК	нет

## Приложение В

(обязательное)

Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

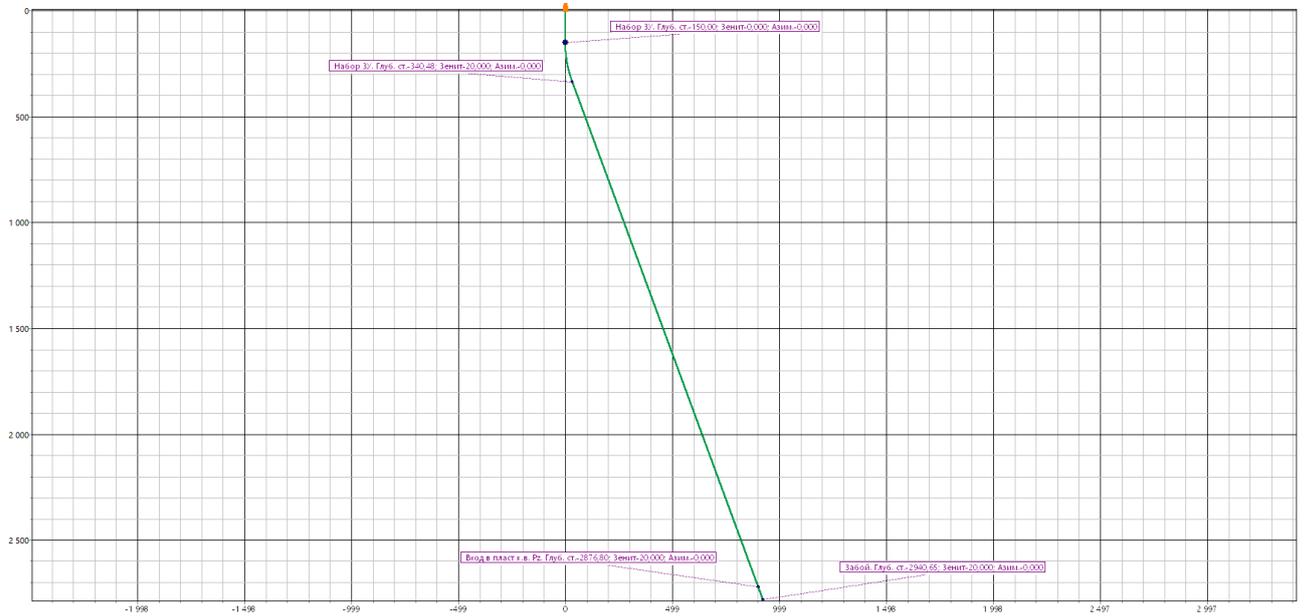


Рисунок В.1 – Проектный профиль скважины

Таблицы В.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Наклонно-направленная							
<b>Исходные данные</b>									
Глубина скважины по вертикали, м	2780		Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м					1,05	
Глубина кровли продуктивного пласта, м	2720/2876,8		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м					0	
Отход скважины, м	922,22		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/10 м					0	
Длина интервала бурения по пласту, м	30/42,2		Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град					20	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	20		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					20	
<b>Расчетные данные</b>									
№ интервала	Длина по вертикали, м			Длина по стволу, м		Зенитный угол, град		Отход, м	
	от	до	всего	интервала	всего	в начале	в конце	За интервал	всего
1	0	150	150	150	150,00	0	0	0	0
2	150	336,63	186,63	190,48	340,48	0	20	32,91	32,91
3	336,63	2720	2389,37	2536,32	2876,80	20	20	867,47	900,38
4	2720	2780	60	63,85	2940,65	20	20	21,84	922,22
Итого	Σ		2780	Σ	2940,65	–	–	Σ	922,22

**Приложение Г**  
(обязательное)

**Компоновка низа бурильной колонны**

Таблица Г.1 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Бурение под направление (0-40 м)</b>							
1	III 393,7 М-ЦГВ (Глубур)	0,53	393,7	–	3-171	Ниппель	0,161
2	8К-393,7 МС (ВНИИБТ)	0,877	393,7	100	3-171	Муфта	0,302
					3-171	Муфта	
3	Переводник М-171/161	0,538	240	-	3- 171	Ниппель	0,061
					3-161	Муфта	
4	УБТС2-203	30	203	80	3-161	Ниппель	6,42
					3-161	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ-240РС	0,53	240	80	3-161	Ниппель	0,09
					3-161	Муфта	
6	Переводник П-161/133	0,375	203	58	3-161	Ниппель	0,043
					3-133	Муфта	
7	ПК-127x9,19 Е	7	127	108,6	3-133	Ниппель	0,207
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

Бурение под кондуктор (40–876 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,39	295,3	-	3-152	Ниппель	0,15
2	8К-295,3 МС (ВНИИБТ)	0,85	295,3	100	3-152	Муфта	0,2
					3-152	Ниппель	
3	Переводник М-152/171	0,5	240	58,6	3-152	Муфта	0,06
					3-171	Муфта	
4	ВЗД - ДГР-240.7/8.55	10,225	240	-	3-171	Ниппель	2,703
					3-171	Муфта	
5	ЗТС - Anadrill (Schlumberger) 203 мм (НУБТ-203)	8,466	203	80	3-171	Ниппель	1,6
					3-171	Муфта	
6	Переводник П-171/161	0,5	203	58,6	3-171	Ниппель	0,05
					3-161	Муфта	
7	УБТС2-203	24	203	80	3-161	Ниппель	5,136
					3-161	Муфта	
8	Переводник П-161/133	0,5	178	58,6	3-161	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
9	УБТС2-178	8	178	68	3-133	Ниппель	1,416
					3-133	Муфта	
10	Яс SJ-172 мм - 5,6м 3-133	5,6	172	68	3-133	Ниппель	0,682
					3-133	Муфта	
11	УБТС2-178	8	178	68	3-133	Ниппель	1,416
					3-133	Муфта	
12	ПК-127x9,19 Е	815	127	108,6	3-133	Ниппель	25,44
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

<b>Бурение под эксплуатационную колонну (876–2919)</b>							
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
1	БИТ 220,7 ВТ 416 У	0,385	220,7	80	3-117	Ниппель	0,15
2	Переводник М-117/117	0,47	220	56,8	3-117	Муфта	0,04
					3-117	Муфта	
3	КЛС-220 СТ	0,295	220,7	80	3-117	Ниппель	0,035
					3-117	Муфта	
4	ВЗД-ДГР-195М.9/10.42	7,29	195	-	3-117	Ниппель	1,337
					3-117	Муфта	
5	Переводник П-117/133	0,5	178	56,8	3-117	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	Anadrill (Schlumberger) (НУБТ-178 мм)	8	178	56,8	3-133	Ниппель	1,416
					3-133	Муфта	
7	УБТС2-178	8	178	80	3-133	Ниппель	1,416
					3-133	Муфта	
8	Яс SJ-172 мм - 5,6м 3-133	5,6	172	68	3-133	Ниппель	0,682
					3-133	Муфта	
9	УБТС2-178	8	178	80	3-133	Ниппель	1,416
					3-133	Муфта	
10	ПК-127х9,19 Е	2827	127	108,6	3-133	Ниппель	88,27
					3-133	Муфта	
<b>Бурение под хвостовик (2919–2941)</b>							
1	БИТ 146 ВТ 613 Н	0,255	146	-	3-88	Ниппель	0,15
2	У-КС 146 СТ (УДОЛ)	0,27	146	80	3-88	Муфта	0,03
					3-102	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8
3	ДРЗ-127М.7/8.26	5,74	127	-	3-102	Ниппель	0,418
					3-102	Муфта	
4	Goodata MWD (Halliburton) (НУБТ – 127)	5,3	127	58,6	3-102	Ниппель	0,75
					3-102	Муфта	
5	Переводник П-102/101	0,35	127	58,6	3-102	Ниппель	0,03
					3-101	Муфта	
6	УБТС2-120	40	120	57	3-101	Ниппель	2,54
					3-101	Муфта	
7	Переводник П-101/102	0,35	120	58,6	3-101	Ниппель	0,03
					3-102	Муфта	
8	Ясс SJ-120	5,5	120	57	3-102	Ниппель	0,32
					3-102	Муфта	
9	Переводник П-102/101	0,35	120	58,6	3-102	Ниппель	0,03
					3-101	Муфта	
10	УБТС2-120	40	120	5	3-101	Ниппель	2,54
					3-101	Муфта	
11	Переводник П-101/102	0,35	120	58,6	3-101	Ниппель	0,03
					3-102	Муфта	
12	ПН-89х9,35 Е	2843	89	68,3	3-102	Ниппель	59,925
					3-102	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

Отбор керна (2866–2919 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	0,385	220,7	-	3-161	Ниппель	0,15
2	Переводник П 161x133	0,5	220	58,6	3-161	Муфта	0,04
					3-133	Ниппель	
3	Керноотборный снаряд СК 178/100 ТРИАС	16	178	100	3-133	Муфта	2
					3-133	Муфта	
4	УБТС2-178	16	178	80	3-133	Ниппель	2,832
					3-133	Муфта	
6	ПК-127x9,19 Е	2886	127	108,6	3-133	Ниппель	90,09
					3-133	Муфта	

Таблица Г.2 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	40	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	9	0,268	7,352	3,63	>10	18,12	18,97
бурение	40	876	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	818	25,52	36,19	1,17	3,07	3,68	3,85
бурение	876	2866	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2826	88,24	108,39	1,29	1,66	1,23	1,29
отбор керна	2866	2919	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2885	94,56	99,44	1,16	1,71	1,34	1,40
бурение	2919	2941	ПН 89х9	89	Е	9,35	3-102	2913	63,29	65,88	1,53	1,81	1,46	1,52

## Приложение Д

Таблица Д.1 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн .	Объем скважины в конце интервала, м3.
от	до					
0	40	40	393,7	–	1.4	6,81
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,26
Расчетные потери бурового раствора при очистке						5,17
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,16
Объем раствора в конце бурения интервала						12,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						57,4
Объем раствора к приготовлению:						57,4
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						31,1
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн .	Объем скважины в конце интервала, м3.
от	до					
40	876	836	295,3	306,9	1,3	77,39
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						4,92
Расчетные потери бурового раствора при очистке						59,23
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,4
Объем раствора в конце бурения интервала						144,98
Общая потребность бурового раствора на интервале:						189,98
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						31,1
Объем раствора к приготовлению:						158,89
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						-
Эксплуатаци онная колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн .	Объем скважины в конце интервала, м3.
от	до					
876	2919	2043	220,7	226,7	1,18	53,81
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						10,23
Расчетные потери бурового раствора при очистке						74,82
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						9,92
Объем раствора в конце бурения интервала						222,56
Общая потребность бурового раствора на интервале:						355,14
Объем раствора к приготовлению:						355,14
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						104,07

Продолжение таблицы Д.1

Хвостовик Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	к каверн .	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
2919	2941	22	146,1	204,3	1,18	53,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						0,51
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,96
Объем раствора в конце бурения интервала						60,39
Общая потребность бурового раствора на интервале:						119,2
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						104,07
Объем раствора к приготовлению:						15,14

Таблица Д.2 – Результаты расчета потребности химических реагентов по интервалам

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	25,83	2	90,49	4	172,24	7	25,81	1	314,37	12
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	Связывание ионов кальция и магния	25	57,40	3	201,09	9	382,75	15	57,36	1	698,60	26
BENTOLUX API-AS	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	2009,11	3	7038,01	8	-	-	-	-	9047,13	10
PETRO PAC HV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	20,09	1	70,38	3	421,02	17	63,10	1	574,60	21
RICHMOLE LUBRICANT 700	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	180	229,61	2	804,34	5	3636,11	20	544,96	1	5215,03	26
PETRO PAC LV	Регулятор фильтрации	25	287,02	12	1005,43	41	1722,37	67	258,14	2	3272,95	121
Барит КБ-3	Регулирование плотности	1000	13329,04	14	14739,61	15	10487,32	11	1571,77	1	40127,74	39
Petro DET	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	210	-	-	-	-	382,75	2	57,36	1	440,11	2
Xanthan Petro L	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	-	-	-	-	133,96	6	20,08	1	154,04	6

Продолжение таблицы Д.2

Petro Cap	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	25	-	-	-	-	344,4 7	14	51,63	1	396,1 0	14
-----------	--	----	---	---	---	---	------------	----	-------	---	------------	----

Таблица Д.3 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
<b>Под направление</b>									
0	40	БУРЕНИЕ	0,494	0,064	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17,5	107,9	650,9
<b>Под кондуктор</b>									
40	876	БУРЕНИЕ	0,582	0,065	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12,7	58,5	104,3
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
876	2866	БУРЕНИЕ	0,848	0,086	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9,5	77,8	133,7
<b>Отбор керна</b>									
2866	2919	ОТБОР КЕРНА	0,663	0,068	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	9,5	40,5	28,3
<b>Под хвостовик</b>									
2919	2941	БУРЕНИЕ	0,961	0,094	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9,5	37,1	14,4

Таблица Д.4 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КП Д	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	40	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	180	256,5	1	57	38,95	77,9
40	876	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	160	339,1	1	43	22,22	44,43
876	2866	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	160	339,1	1	32	16,53	33,07
2866	2919	ОТБОР КЕРНА	УНБ-1250	1	95	160	339,1	1	50	25,83	25,83
2919	2941	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	1	95	150	387,6	1	35	15,75	15,75

Таблица Д.5 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	40	БУРЕНИЕ	109,3	83,6	0	15,4	0,4	10
40	876	БУРЕНИЕ	129,8	23,5	38,5	45	12,8	10
876	2866	БУРЕНИЕ	260,8	40,4	55,2	86,9	68,3	10
2866	2919	ОТБОР КЕРНА	173,2	10,9	0	86,3	67,9	8,1
2919	2941	БУРЕНИЕ	314,6	9,2	43,1	149,9	108,7	3,8

## Приложение Е

Таблица Е.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1м, ч					
Вышкономонтажные работы										1327,00
Подготовительные работы к бурению										102,00
Бурение под направление	Ш 393,7 М-ЦГВ	0	40	400	0,02	40	0,1	0,81	0,18	0,81
Промывка (ЕНД)										0,03
Наращивание (ЕНД)										0,18
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,08
Крепление (ЕНД)										22,60
Ремонтные работы (ЕНД)										1,25
Смена вахт (ЕНД)										0,30
Итого:										24,86

Продолжение таблицы Е.1

Бурение под кондуктор	БИТ	40	876	3200	0,04	836	0,24	51,64	4,32	51,64
Промывка (ЕНД)	295,3 ВТ									0,47
Нарращивание (ЕНД)	419 СР									5,68
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,08
Крепление (ЕНД)										61,34
ПГИ (ЕНД)										4,98
Ремонтные работы (ЕНД)										5,2
Смена вахт (ЕНД)										1
Итого:										131,68
Бурение под эксплуатационную колонну:										
Промывка (ЕНД)										53,82
Нарращивание (ЕНД)										0,65
Смена долот (ЕНД)										6,60
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,23
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)	БИТ									0,44
Установка и вывод УБТ за палец	220,7 ВТ	876	2919	3200	0,06	2043	0,28	53,82	5,64	0,47
Крепление (ЕНД)	416 У									0,08
ПГИ (ЕНД)										69,38
Ремонтные работы (ЕНД)										7,37
Смена вахт (ЕНД)										7,18
Итого:										1,3
										147,18

Продолжение таблицы Е.1

Бурение под хвостовик: Промывка (ЕНД) Наращивание (ЕНД) Смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) Сборка и разборка УБТ (ЕНД) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) Ремонтные работы (ЕНД) Смена вахт (ЕНД) Итого:	БИТ 146 ВТ 613 Н	2919	2941	3200	0,08	22	0,38	114,5	8,28	114,5 0,84 12,83 0,23 0,44 0,47 0,16 94,82 13,20 14 2,5 250,32
Испытание скважины на продуктивность										255

Таблица Е.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>Затраты, зависящие от времени</b>												
Повременная з/п буровой бригады	сут.	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут.	138,19	-	-	0,04	5,53	1,37	189,32	2,44	337,18	6,59	910,67
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	1,66	-	56,80	-	101,15	-	273,20
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	-	-	0,04	0,40	1,37	13,53	2,44	24,29	6,59	65,57
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	0,12	-	4,06	-	7,29	-	19,67
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	4	1011,44	0,04	10,11	1,37	346,42	2,44	616,98	6,59	1666,35
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут.	1433	4	5732	0,04	57,32	1,37	1963,2	2,44	3469,52	6,59	9443,47
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут.	224,60	-	-	-	-	1,37	307,70	2,44	548,02	6,59	1480,11
Прокат ВЗД	сут.	92,66	-	-	-	-	1,37	126,94	2,44	226,09	6,59	610,63
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25%	сут.	240,95	-	-	-	-	1,37	330,10	2,44	587,92	6,59	1587,86
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,37	10,33	2,44	18,40	6,59	49,69
Плата за подключенную мощность	кВт/сут.	149,48	-	-	0,04	5,98	1,37	204,79	2,44	364,73	6,59	985,07
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	кВт/сут.	107,93	4	431,72	0,04	4,32	1,37	147,86	2,44	263,35	6,59	711,26
Эксплуатация трактора	кВт/сут.	33,92	4	135,68	0,04	1,37	1,37	46,47	2,44	82,76	6,59	223,53
Автомобильный спецтранспорт	сут.	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,37	137,55	2,44	244,98	6,59	661,64
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,37	7,58	2,44	13,49	6,59	36,84
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,37	231,93	2,44	413,07	6,59	1115,62

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПБМБ	т	75,40	-	-	1,40	105,56	7,00	527,80	54,00	4071,60	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,02	17,50	0,9	787,68	0,27	236,30	-	-
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	0,015	2,75	0,09	16,50	5,40	989,82	-	-
ПАА	т	215,6	-	-	0,016	3,45	0,08	17,25	3,3	711,48	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	0,2	196,60	1	983	-	-	-	-
ФХЛС	т	586,1	-	-	-	-	-	-	9	5274,9	-	-
NaCl	т	200	-	-	-	-	-	-	60	12000	-	-
Барит	т	270	-	-	7,94	2143,8	35,4	9558	21,60	171,50	-	-
Смазывающая добавка	т	350,4	-	-	-	-	-	-	2,40	2529,84	-	-
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,6	-	-	-	-	-	-	-	-	60,9	9495,50
Полиаминированная жирная кислота	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	-	-	7,64	8053,3
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,10	12,0	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18,0	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	9,59	192,57	44,47	892,96	155,97	3131,88	68,54	1376,28
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб.		9106,24		2761,80		17095,45		36615,41		39070,73	
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>												
Ш 393,7 М-ЦГВ	шт.	2686,4	-	-	0,1	268,64	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 419 СР	шт.	4910,6	-	-	-	-	0,24	1178,5	-	-	-	-
БИТ 220,7 ВТ 416 У	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,29	1517,87	-	-
БИТ 146 ВТ 613 Н	шт.	6345,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58	3685,95
8К-393,7 МС	шт.	495,9	-	-	-	-	0,3	148,77	-	-	-	-
8К-295,3 МС	шт.	458,9	-	-	-	-	-	-	0,3	137,67	-	-
КЛС-220 СТ	шт.	442,6	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	265,56
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	5,14	28,15	30,14	147,99	24,84	121,97	62,8	308,35
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт	1268											
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.		0		302,79		1475,27		1784,12		4266,47	
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб.		9106,24		3113,79		18570,56		38399,73		43336,20	
Всего по сметному расчету, руб	112524,26											

Таблица Е.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Затраты, зависящие от времени</b>										
Оплата труда буровой бригады	сут.	129,15	0,94	121,40	2,56	330,63	2,90	374,54	3,96	511,44
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	36,42	-	99,19	-	112,36	-	153,43
Оплата труда слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	0,94	9,35	2,56	25,47	2,90	28,86	3,96	39,41
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	2,81	-	7,64	-	8,66	-	11,82
Содержание полевой лаборатории в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	0,94	7,09	2,56	19,31	2,90	20,36	-	29,86
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	0,94	237,69	2,56	647,33	2,90	733,30	3,96	1001,33
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут.	1433	0,94	1347,02	2,56	3668,48	2,90	4155,70	3,96	5674,68
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут.	419,4	0,94	394,24	2,56	1073,66	2,90	1216,26	3,96	1660,83
Плата за подключенную мощность	сут.	149,48	0,94	140,51	2,56	382,67	2,90	433,49	3,96	591,94
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	сут.	107,93	0,94	101,46	2,56	276,30	2,90	313,00	3,96	427,41
Эксплуатация трактора	сут.	33,92	0,94	31,89	2,56	86,84	2,90	98,37	3,96	134,33
Эксплуатация бульдозера	сут.	18,4	0,94	17,30	2,56	47,11	2,90	53,36	3,96	72,87
Автомобильный спецтранспорт до 250 км	сут.	100,4	0,94	94,38	2,56	257,03	2,90	291,16	3,96	397,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	0,94	159,13	2,56	433,38	2,90	490,94	3,96	670,19
Башмак колонный БКМ-324	шт.	78,01	1	78,01	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245	шт.	41,26	-	-	1	41,26	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-178	шт.	31,65	-	-	-	-	1	31,65	-	-
Центратор ЦПЦ-324/394	шт.	29,3	3	87,90	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦПЦ 245/295	шт.	25,4	-	-	-	-	33	838,2	-	-
Центратор ЦПЦ 178/216	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	11	205,7
Центратор ЦПЦ 114/143	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	46	860,2

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦКОДМ-324	шт.	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДУ-145	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОДУ-178	шт.	105,0	-	-	-	-	1	105,0	-	-
ЦКОДУ-114	шт.	99,0	-	-	-	-	1	99,0	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-324	шт.	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-245	шт.	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-178	шт.	45,12	-	-	-	-	1	45,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-Н-178	шт.	45,12	-	-	-	-	1	45,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-114	шт.	39,15	-	-	1	39,15	-	-	-	-
ММЦб.140	шт.	3345	-	-	-	-	-	-	1	3345,0
ПДМ5.140	шт.	1545	-	-	-	-	-	-	1	1545,0
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт.	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт.	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-178	шт.	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Итого затрат, зависящих от времени	руб.			6022,67		11765,05		12766,85		20835,75
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>										
Обсадные трубы 324x8,5	м	48,26	40	1930,40	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5x7,9	м	37,21	-	-	806	29991,26	-	-	-	-
Обсадные трубы 177,8x8,1	м	28,53	-	-	-	-	1703	48586,59	-	-
Обсадные трубы 177,8x10,4	м	26,3	-	-	-	-	-	-	90	2367,0
Обсадные трубы 114,3x6,4	м	25,61	-	-	-	-	-	-	2693	68967,73
ПЦТ-I-50	т	26,84	7,3	195,93	106,75	2865,17	-	-	-	-
ПЦТ-II-100	т	28,68	-	-	-	-	1,45	41,59	5,8	166,35
ПЦТ-III-Об(4)-100	т	19,84	-	-	-	-	79,89	1585,02	27,3	541,63
Заливка колонны	агр/оп	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99
Затворение цемента	т	6,01	7,3	43,87	106,75	641,57	81,34	488,85	33,1	198,93
Работа ЦСМ	ч	36,4	0,34	12,38	4,15	151,06	4,46	162,34	2,40	87,36
Опрессовка колонны	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа СКЦ	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	1	80,6
Дежурство ЦА-320	ч	15,49	10	154,9	16	247,84	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	4,2	78,79	53,6	1005,54	75,2	1410,75	110,85	2079,55
Транспортировка вахт						1268				

### Продолжение таблицы Е.3

Итого затрат, зависящих от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.	3957,85	35404,02	56357,16	92365,65
Всего затрат, без учета транспортировки вахт	руб.	10990,52	43375,07	66782,01	154301,4
Всего по сметному расчету	руб.	233467,00			