

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

<b>Тема работы</b>
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2980 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m 2980)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Кобяков Павел Юрьевич		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <i>современных образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6Б	Кобяков Павел Юрьевич

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2980 метров на газовом месторождении (Красноярский край)</b>
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазовом месторождении.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b></li> <li>• <b>Обоснование конструкции скважины</b> (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</li> <li>• <b>Углубление скважины:</b> (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);</li> <li>• <b>Проектирование процессов заканчивания скважин:</b> (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</li> <li>• <b>Выбор буровой установки;</b></li> <li>• <b>Обзор современных производителей роторных управляемых систем.</b></li> </ul>
<b>Перечень графического материала</b> <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
<b>1. Горно-геологические условия бурения скважины</b>	
<b>2. Технологическая часть проекта</b>	
<b>3. Обзор современных производителей роторных управляемых систем</b>	
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	
<b>5. Социальная ответственность</b>	

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б6Б	Кобяков Павел Юрьевич		

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

### 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. Горно-геологические условия бурения скважины	
	2. Технологическая часть проекта	
	3. Обзор современных производителей роторных управляемых систем	
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
	5. Социальная ответственность	
	6. Предварительная защита	

**СОСТАВИЛ:**

Руководитель ВКР

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

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Кобяков Павел Юрьевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Бурение нефтяных и газовых скважин

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

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

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности бурения разведочной скважины с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	1. Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины.
2. Планирование и формирование бюджета строительства скважины.	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности строительства скважины.	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины; 4. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Кобяков Павел Юрьевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Кобяков Павел Юрьевич

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2980 метров на газовом месторождении (Красноярский край)	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Строительство разведочной вертикальной скважины на газовом месторождении (Красноярский край)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Федеральные законы и постановления правительства; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1. Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве скважины: – неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; – повышенные уровни шума и вибрации; – недостаточное освещение рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность; – необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – поражение электрическим током; – пожаровзрывоопасность; – необходимые средства защиты от опасных факторов; – работы на высоте.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: – на атмосферу (газы); – на гидросферу (отходы бурения); – на литосферу (отходы бурения).

	3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях);</li> <li>– природного характера (лесные пожары).</li> </ul> <p>4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Кобяков Павел Юрьевич		



## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 106 страниц, 17 рисунков, 52 таблицы, 32 источника литературы и 5 приложений.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2980 метров на нефтегазовом месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2980 метров на нефтегазовом месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть производителей роторных управляемых систем.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

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

## **Сокращения**

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

**ГТН** – геолого-технический наряд;

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**ДНС** – динамическое напряжение сдвига;

**СПО** – спуско-подъемные операции;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**УБТ** – утяжеленная бурильная труба;

**ТБТ** – толстостенная бурильная труба;

**СБТ** – стальная бурильная труба;

**ЦКОД** – цементируемый клапан обратный дроссельный;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**СКЦ** – станция контроля цементирования;

**ПВО** – противовыбросовое оборудование;

**БУ** – буровая установка;

**ЦА** – цементируемый агрегат

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	13
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ .....	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	14
1.3 Зоны возможных осложнений .....	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА .....	16
2.1 Проектирование конструкции скважины .....	16
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	16
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	16
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	17
2.1.4 Выбор интервалов цементирования .....	18
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	18
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	20
2.2.1 Выбор способа бурения .....	20
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	20
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото .....	21
2.2.4 Расчет частоты вращения долота .....	22
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора .....	22
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	24
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	25
2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов .....	27
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	33
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	36
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины.....	36
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	36
2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	37
2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений .....	39
2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине .....	41
2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн.....	41
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины .....	42
2.3.3.1 Обоснование способа цементирования.....	42
2.3.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости .....	42
2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования .....	43
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....	44
2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин .....	44

2.3.4.2	Выбор жидкости глушения .....	45
2.3.4.3	Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	46
2.3.4.4	Выбор типа пластоиспытателя .....	47
2.3.4.5	Выбор типа фонтанной арматуры .....	47
2.4	Выбор буровой установки.....	48
3	Обзор современных производителей роторных управляемых систем	<b>Ошибка!</b>
	<b>Закладка не определена.</b>	
3.1	Современные производители роторных управляемых систем.....	49
3.2	Модельный ряд роторных управляемых систем и характерные особенности .....	53
3.2.1	Роторная управляемая система «Auto-Trak» компании Baker- Hughes..	53
3.2.2	Роторная управляемая система «PowerDrive» компании Shlumberger...	55
3.2.3	Роторная управляемая система «Geo-Pilot» компании Halliburton (Sperry Drilling).....	58
3.2.4	Роторная управляемая система «Revolution» компании Weatherford....	60
3.2.5	РУС-ГМ-195 - ООО НПП «БУРИНТЕХ».....	62
3.2.6	РУК-8.75 БС - «Концерн ЦНИИ Электроприбор» .....	66
3.3	Заключение .....	68
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	49
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления ООО «Таймырнефть».....	69
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия .....	69
4.1.2	Организационная структура предприятия.....	69
4.2	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины .....	70
4.3	Линейный календарный график выполнения работ.....	71
4.4	Сметная стоимость строительства скважины .....	72
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	73
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	73
5.2	Производственная безопасность.....	73
5.3	Экологическая безопасность.....	76
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	79
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	81
	Приложение А .....	84
	Приложение Б.....	91
	Приложение В.....	96
	Приложение Г .....	106



## **ВВЕДЕНИЕ**

Строительство скважины – это сложный многоэтапный процесс, сопряженный со множеством рисков на каждом из этапов. Для успешного завершения бурения необходимо тщательное планирование и строгое выполнение всех проектных решений. Поэтому предъявление повышенных требований к составлению проектных решений является оправданным. Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

Анализ горно–геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен различными горными породами, в том числе песчаниками, доломиты, каменная соль, алевролиты и долериты. По твердости породы средние, твердые и крепкие. В скважине присутствует два нефтяных и два газовых продуктивных пласта.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2980 м на нефтегазовом месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

Так же в работе рассматриваются современные роторные управляемые системы различных производителей, как зарубежных, так и отечественных.

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

# 1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

## 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Данные представлены в приложении А1–А3. Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления				Температура в конце интервала градус
			Пластового, МПа на м		Гидроразрыва пород, МПа на м		
	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	10
Є <sub>2-3ев</sub>	10	560	0,0100	0,0100	0,0149	0,0149	3-5
Є <sub>1-2 lit</sub> -Є <sub>1 an</sub>	560	1200	0,0108	0,0108	0,0154	0,0154	10
Є <sub>1 bul</sub>	1200	1265	0,0100	0,0100	0,0154	0,0154	11-12
Є <sub>1 bls</sub>	1265	1810	0,0104	0,0104	0,0154	0,0154	11-12
Є <sub>1 us</sub>	1810	2410	0,0110	0,0110	0,0156	0,0156	18-20
Венд	2410	2930	0,0100	0,0100	0,0149	0,0149	21-37
Р	2930	3000	0,0097	0,0097	0,0147	0,0147	42-48

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения представлены в таблицах 1.2 и 1.3. Характеристики водоносности представлены в таблице А.4 в приложении А.

## 1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, нефтегазоводопроявление представлены в таблицах А5–А6 в приложении А.

Таблица 1.2 – Характеристика нефтеносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>		Подвижность мкм <sup>2</sup> / (МПа.с)	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Параметры растворенного газа					
	От (верх)	До (низ)		В пластовых условиях	После дегазации					Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Плотность газа (по воздуху) кг/м <sup>3</sup>	Коэффициент сжимаемости 10 <sup>-3</sup> МПа <sup>-1</sup>	Давление насыщения в пл. усл. МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
V, vn	2880	2920	Порово-трещинный	-	829,0	менее 0,03	0,22	2,51	20	-	-	-	-	-	-
Рифей	2930	2950	каверново-трещинный	710,0	824,0	менее 0,03	0,2	2,05	40	140	0	0,31	720,0	0,86	19,38

Таблица 1.3 – Характеристика газоносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % по объему		Относит. по воздуху плотность газа	Коэф. сжимаемости газа в пласт. усл.	Свободный дебит, тыс.м <sup>3</sup> /сут	Плотность газоконденсата, кг/м <sup>3</sup>		Фазовая проницаемость, мкм <sup>2</sup>
	от	до			Сероводорода	Углекислого газа				в пласт. услов.	на устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
V, ktq	2580	2610	Порово-трещинный	газ	-	0,668	0,84	0,844	640	-	628,0	менее 0,1
V, vn	2840	2870	Порово-трещинный	газ	-	0,668	0,74	0,821	520	-	680,0	менее 0,1



## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1–3].

### 2.1 Проектирование конструкции скважины

#### 2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная, то в ней планируются работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбирается закрытый тип забоя скважины.

#### 2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2.1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

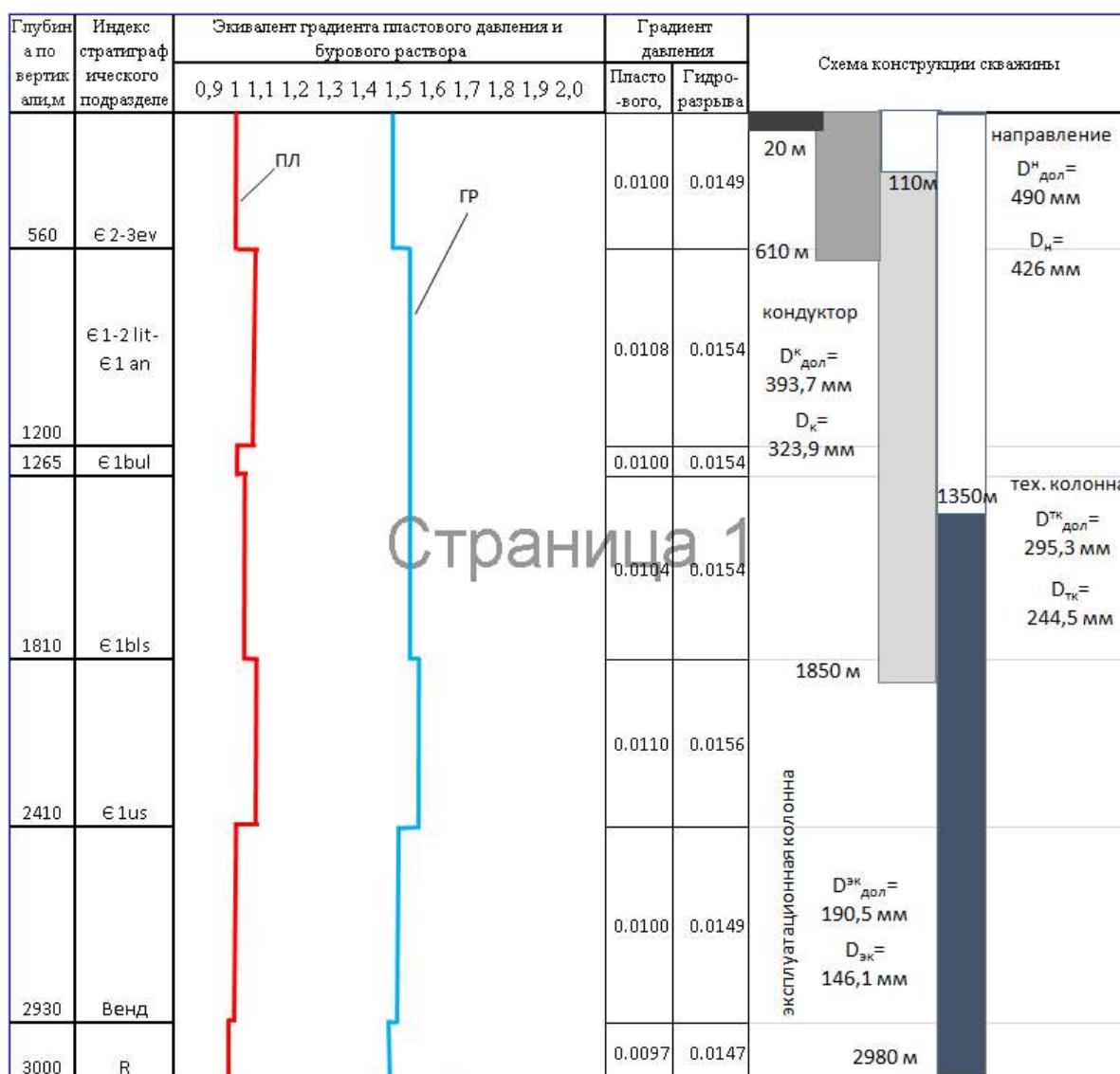


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

### 2.1.3 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. Рекомендуются спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в скважине 10 м четвертичных отложений, спускаем на 20м направление.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Так как в скважине присутствуют нефтеносные и газоносные пласты, то для расчета кондуктора берутся данные по газоносности. Исходя из расчетов (Таблица 2.1), чтобы не оставлять слишком большой открытый участок скважины, принимается решение спускать техническую колонну на 1850 м. Кондуктор спускается на 610 м, чтобы перекрыть интервалы, в которых ожидается поглощение бурового раствора на 50м.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	$K_{1dl}$	$K_{jak}$
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	2580	2840
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{пл}$ )	0,100	0,100
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{грп}$ )	0,154	0,154
Относительная плотность газа по воздуху, ( $\gamma=$ )	0,84	0,84
Расчетные значения		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ( $P_{пл}$ )	258	284
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ( $P_{гр}$ )	264,88	284,9
Значение параметра $e^s$	1,07	1,08
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	240,01	263,93
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ( $L_{конд min}$ )	1720	1850
Требуемый запас	1,10	1,08
Принимаемая глубина, м	1850	

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2980 м.

### 2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 20 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 610 м.

Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500м для газовой скважины. Интервал цементирования 110–1850.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины. Интервал затрубного цементирования составляет 1350–2980 м.

### 2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 146,1 мм, узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 166 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 146,1 мм равняется 15 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле 2.1:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (2.1)$$

где  $D_{\text{эк м}}$  – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный 166 мм;

$\Delta$  – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный 15 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 181 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 190,5 мм.

Внутренний диаметр тех. колонны рассчитывается по формуле 2.2:

$$D_{\text{тк вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2.2)$$

где  $D_{\text{эк д}}$  – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, равный 190,5 мм;

$(10 \div 14)$  – зазор для свободного прохода долота внутри тех. колонны, берем равный 10 мм.

$$D_{\text{тк вн}} = 200,5 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 20 мм. Значит диаметр долота под тех. колонну считаем по формуле 2.1.

Получаем, что диаметр долота под тех. колонну равен:

$$D_{\text{тк д расч}} \geq 289,9 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 295,3 мм.

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле 2.2.

$$D_{\text{к вн}} = 305,3 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 323,9 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 351,0 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 35 мм. Значит диаметр долота под кондуктор считаем по формуле 2.1.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{\text{к д расч}} \geq 386 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 393,7 мм.

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле 2.2.

$$D_{\text{н вн}} = 403,7 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 426 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 451,0 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 426 мм равняется 35 мм. Значит диаметр долота под направление считаем по формуле 2.1.

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{\text{н д расч}} \geq 486 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 490 мм.

## 2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 27,89 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5–350/80х35 (350 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКО1-35-146х245х324 К1 (обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна).

## 2.2 Проектирование процессов углубления скважины

### 2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	20	Роторный
20	610	ВЗД
610	1850	ВЗД
1850	2980	ВЗД
2580	2610	Роторный
2840	2870	Роторный
2880	2920	Роторный
2930	2950	Роторный

### 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направление и PDC для интервалов бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при

минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-20	20-610	610-1850	1850-2980
Шифр долота		490,0 (19 19/64) GRDP545	393,7 FD816MH	Y10-295,3 ST-4TK	Y8-190,5 ST-3TK
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	190,5
Тип горных пород		С	С+СТ	СТ+К	СТ+Т+К
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 177	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,5	0,45	0,4	0,35
Масса, кг		290	130	85	30
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	5–15	5–10	5–10	4–8
Нагрузка, тс (G)	Максимальная	15	10	10	8
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40–600	80–400	80-220	80-220
Частота вращения, об/мин (n)	Максимальная	600	400	220	220

### 2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов осевой нагрузки на долото приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-20	20-610	610-1850	1850-2980
Исходные данные				
Диаметр долота, см ( $D_d$ )	49	39,37	29,53	19,05
Предельная нагрузка, тс ( $G_{пред}$ )	15	10	10	8
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс ( $G_{доп}$ )	12	8	8	6,4
Проектируемая нагрузка, тс ( $G_{проект}$ )	3	5	5	5

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 3 тоннам, вследствие небольшой протяженности интервала. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

## 2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-20	20-610	610-1850	1850-2980
Исходные данные					
Скорость, м/с ( $V_d$ )		1,5	1,8	1,5	1,2
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования					
Частота вращения $n_1$ , об/мин		58	87	97	120
Статистическое значение частоты вращения $n_{\text{стат}}$ , об/мин		40-60	100-160	100-180	140-200
Частота вращения $n_{\text{проект}}$ , об/мин		50	100	100	140

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-20 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин, а бурение ведется в средних горных породах.

## 2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расход бурового раствора.

Интервал, м	0-20	20-610	610-1850	1850-2980
Исходные данные				
Диаметр долота, м ( $D_d$ )	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м <sup>2</sup> забоя (К)	0,45	0,4	0,35	0,3
Коэффициент кавернозности ( $K_k$ )	1,30	1,30	1,21	1,17
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ( $V_{кр}$ )	0,12	0,12	0,11	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч ( $V_m$ )	30	30	25	20
Диаметр бурильных труб, м ( $d_{бт}$ )	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ( $d_{нmax}$ )	0,0238	0,0127	0,0079	0,0064
Число насадок (n)	3	8	10	8
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кмин}$ )	0,5	0,5	0,75	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_{см} - \rho_p$ )	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_p$ )	1,12	1,21	1,18	1,18
Плотность разбуриваемой породы, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_p$ )	2,6	2,6	2,7	2,7
Результаты проектирования				
Расход, л/с, Q1	85	49	24	9
Расход, л/с, Q2	137	84	42	14
Расход, л/с, Q3	88	55	42	16
Расход, л/с, Q4	42	60	47	30
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	42-137	49-84	24-47	9-30
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	70	47	30

где Q<sub>1</sub> – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с; Q<sub>2</sub> – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с; Q<sub>3</sub> – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с; Q<sub>4</sub> – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 45 л/с исходя из статистических данных для данного диаметра долот.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.



Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 47 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 30 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

### 2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-20	20-610	610-1850	1850-2980
Исходные данные					
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5
Нагрузка, кН ( $G_{oc}$ )		29	49	49	49
Расчетный коэффициент, Н*м/кН ( $Q$ )		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
Диаметр забойного двигателя, мм ( $D_{зд}$ )		-	315	236	152
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м ( $M_p$ )		-	2588	1959	1290
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м ( $M_o$ )		-	197	148	95
Удельный момент долота, Н*м/кН ( $M_{уд}$ )		-	49	37	24

Для интервала бурения 20-610 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240М.7/8.55, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 610-1850 метров (интервал бурения под техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель Д1-240М, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 1850-2980 метров (интервал бурения под эксплуатационную колонну) проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что

актуально при разрушении твердых и крепких горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.7/8.55	20-610	240	9,975	2432	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
Д1-240М	610-1850	240	7,228	1842	30-50	84-144	9,0-12,0	56-136
ДГР-165.7/8.49	1850-2980	165	8,652	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

### 2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1–Б8.

Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате.

Табличное значение  $Q_{TK}$  для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 148 и 155 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата  $C=0,9$ .

$$Q_{TK-300} = 148 \cdot 0,9 = 133,2 \text{ т}$$

$$Q_{TK-400} = 155 \cdot 0,9 = 139,5 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{133,2}{98,39} = 1,35 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{139,5}{98,39} = 1,42 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

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	20	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	5,86	0,183	3,556	2,77	>10	>10	>10
бурение	20	610	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	567,9	17,73	26,52	1,53	4,35	5,02	5,26
бурение	610	1850	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	1811	56,55	64,41	2,23	2,35	2,06	2,16
бурение	1850	2980	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2936	91,65	98,20	2,08	1,52	1,35	1,42

## 2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

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

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot L}, \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (2.3)$$

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

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

$k$  – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при  $L < 1200$  м  $k \geq 1,10$ , при  $L > 1200$  м  $k \geq 1,05$ )

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать.

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

1. Направление, интервал 0-20м:

$$\rho_{\text{бр напр}} = \frac{1,10 \cdot 0,2 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 20} = 1121 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

2. Кондуктор, интервал 20-610м:

$$\rho_{\text{бр кон}} = \frac{1,10 \cdot 6,6 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 610} = 1213 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

3. Техническая колонна, интервал 610-1850м:

$$\rho_{\text{бр тк}} = \frac{1,05 \cdot 20,35 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 1850} = 1177 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

4. Эксплуатационная колонна, интервал 1850-2980м:

$$\rho_{\text{бр экс}} = \frac{1,05 \cdot 32,78 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2980} = 1177 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

### Интервал под направление (0-20м)

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 30-40 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор *глинистого типа (бентонитовый раствор)*. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается *каустической содой*.

Компонентный состав глинистого раствора представлен в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	01
Глинопорошок	Структуро-образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	60
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
Барит	Утяжелитель	Увеличение плотности бурового раствора	122

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Технологические свойства глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,12
Условная вязкость, с	50-60
Содержание песка, %	<2

### Интервал под кондуктор (20–610 м)

Породы, слагающие интервал подкондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола (табл. 10). Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала подкондуктор следует применить **полимерглинистый буровой раствор**.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор ингибитором DrillingDetergent.

Для предупреждения возможных поглощений используется ПАЦ НВ. Компонентный состав полимерглинистых растворов представлен в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Компонентный состав полимерглинистого раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,4-0,5
Глинопорошок	Структуро-образователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	15
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2

Продолжение таблицы 2.12

1	2	3	4
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	5
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
DrillingDetergent	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1
Барит	Утяжелитель	Увеличение плотности бурового раствора	221

Данные растворы после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 2.13.

Таблица 2.13 –Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,21
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

**Интервал под тех. колонну (610–1850 м)**

По литологической характеристике можно сделать следующие выводы:  
в интервалах 560-1200, 1265-1605, 1810-2410 м, при прохождении соленосных отложений за счет вымывания каменной соли вследствие несоблюдения технологии бурения, может возникнуть кавернообразование.

На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под техническую колонну следует применить **полимерглинистый буровой раствор**.

Компонентный состав полимерглинистых растворов представлен в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Компонентный состав полимерглинистого раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,4-0,5
Глинопорошок	Структуро-образователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	15
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	5
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
DrillingDetergent	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1
Барит	Утяжелитель	Увеличение плотности бурового раствора	173

Данные растворы после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,18
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

### **Интервал под эксплуатационную колонну (1850–2980 м)**

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



Данные проблемы решаются с использованием **полимерного (инкапсулированного) бурового раствора**. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Данный буровой раствор обрабатывается  $CaCO_3$  (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), *каустической содой* (контроль pH), *биополимерами* (структурообразователь), *смазочными добавками* (снижение коэффициента трения), *инкапсуляторами* (регулятор водоотдачи).

Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора представлен в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,3
ПАВ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Биополимер	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	0,3
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4
Инкапсулятор	Понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	1
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Мраморная крошка	Утяжелители	Регулирование плотности	135

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.17

Таблица 2.17 – Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,18
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.9.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.10.

### **2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины**

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

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

Результаты расчета представлены в таблицах 2.18, 2.19, 2.20.

Таблица 2.18 – 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	20	БУРЕНИЕ	0,198	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	86,9	230,3
<b>Под кондуктор</b>									
20	610	БУРЕНИЕ	0,495	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4 4	11,1 12	82,3	335
<b>Под техническую колонну</b>									
610	1850	БУРЕНИЕ	0,632	0,067	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	10	8	91,7	269,9
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
1850	2980	БУРЕНИЕ	1,528	0,108	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4 4	7 8	86,5	160,4

Таблица 2.19 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	20	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	160	232,7	1	80	23,04	46,08
20	610	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	160	232,7	1	120	34,56	69,12
610	1850	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	150	266,0	1	90	23,04	46,08
1850	2980	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	1	0,95	150	266,0	1	120	30,72	30,72

Таблица 2.20 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)		насадках долота	забойном двигателе				
0	20	БУРЕНИЕ	60,8	50,0	0,0	0,8	0,0	10
20	610	БУРЕНИЕ	226,2	48,5	110,0	57,1	0,6	10
610	1850	БУРЕНИЕ	188,7	58,6	50,0	67,0	3,2	10
1850	2980	БУРЕНИЕ	228,4	52,2	90,0	53,2	23,0	10

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

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемые интервалы отбора керна следующие:

- 2580-2610 м;
- 2840-2870 м;
- 2880-2920 м;
- 2930-2950 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 2.21 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.21 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2580-2610 2840-2870 2880-2920 2930-2950	КИ 2.1. 172/100	2-5	20-40	15-20

### 2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины

#### 2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	710	Глубина скважины, м	2980
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	1350	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	500
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$ , м	20	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$ , м	1987

### 2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

На рисунках 2.2, 2.3, 2.4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонн и кондуктора соответственно.

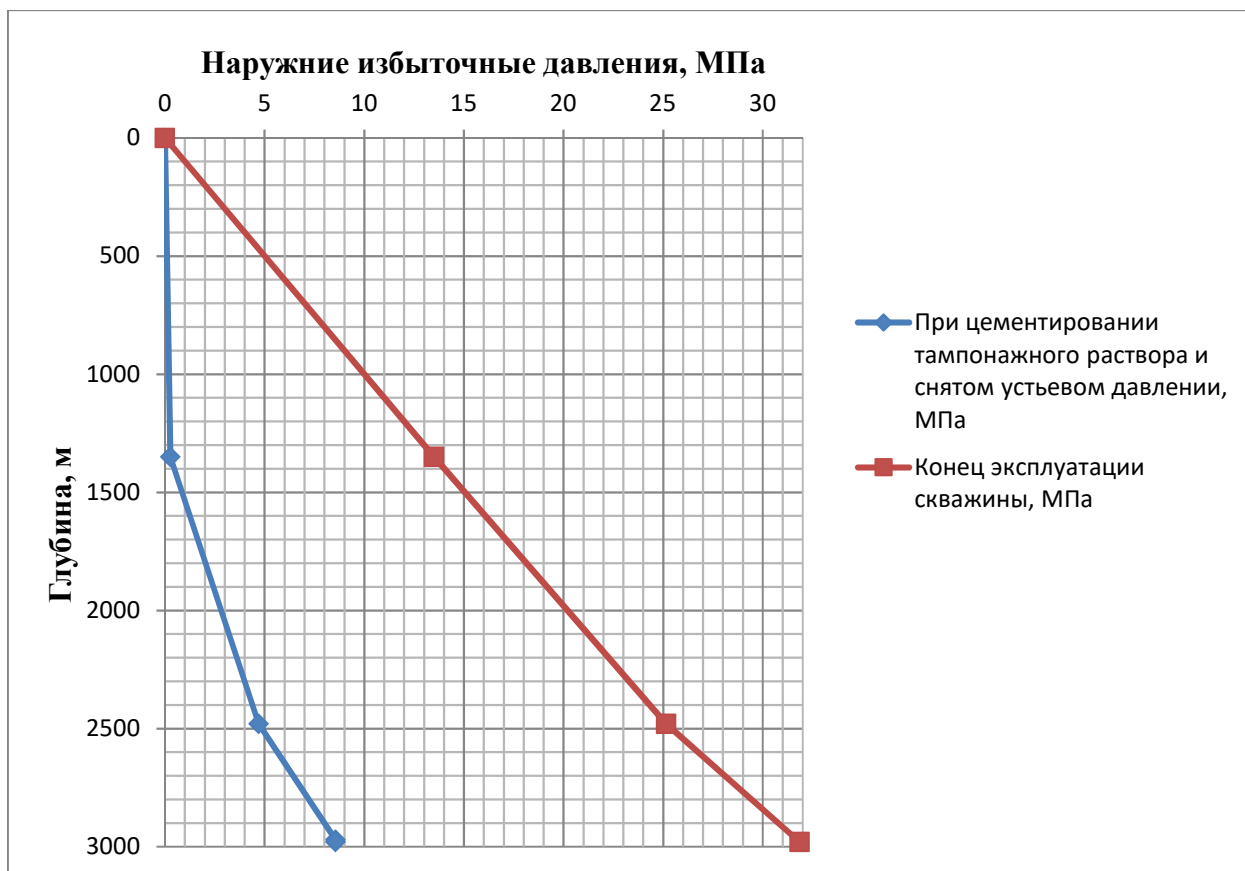


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ



Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны



Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

### 2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

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

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

На рисунках 2.5, 2.6 и 2.7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонн и кондуктора соответственно.

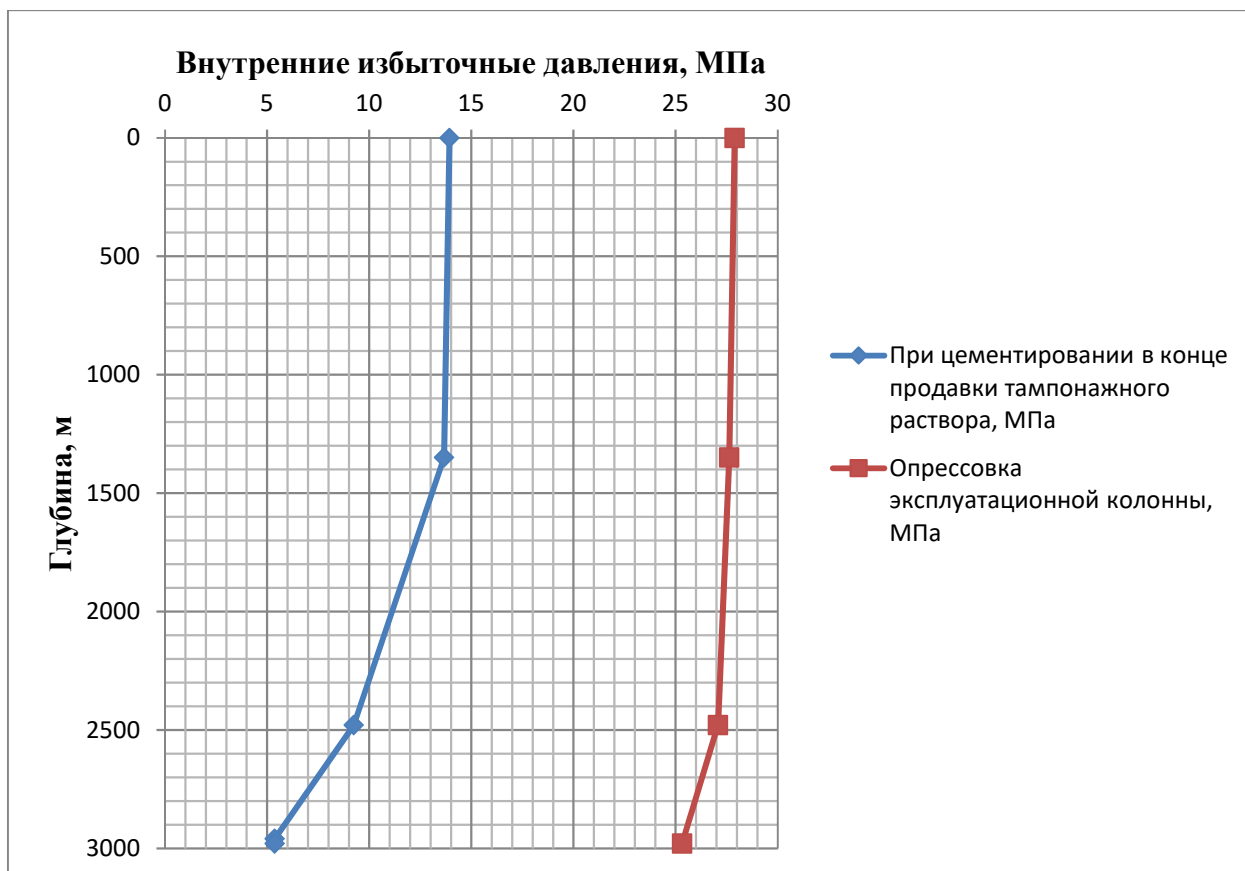


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ



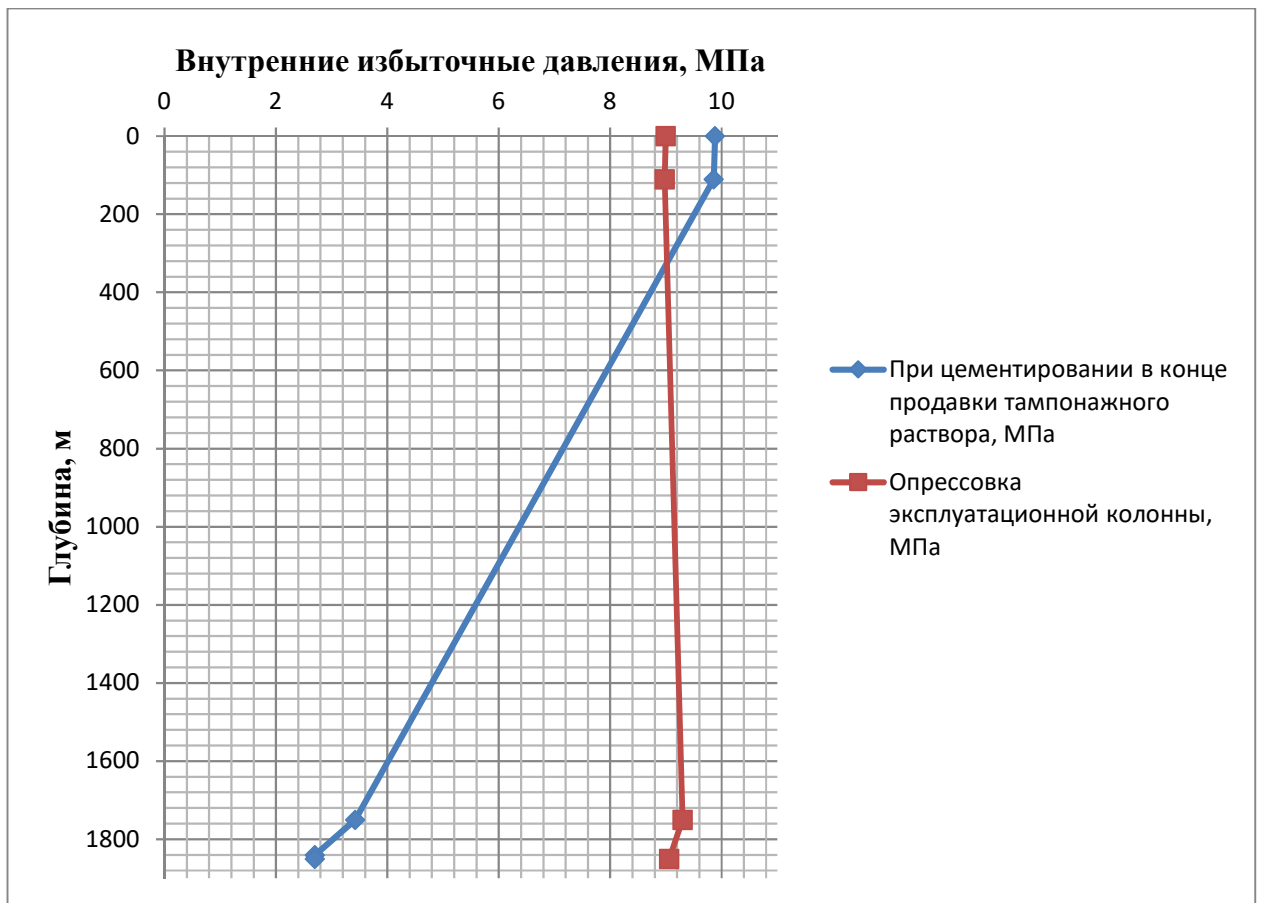


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

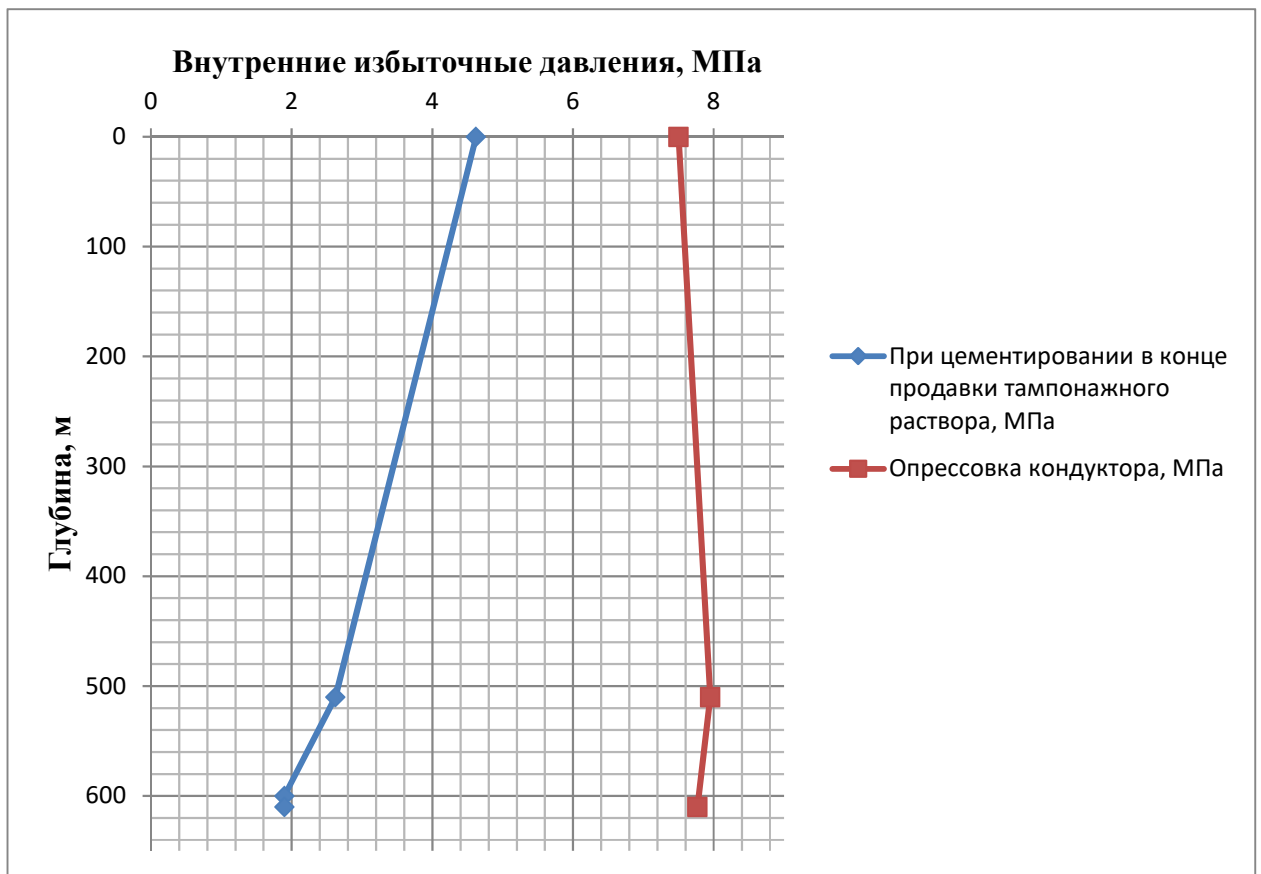


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

### 2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Направление</b>								
1	Треугольная	Д	10	20	106,42	2088	2088	0-20
<b>Кондуктор</b>								
1	ОТТМ	Д	8,5	610	68,50	40992	40992	0-610
<b>Техническая колонна</b>								
1	ОТТМ	Д	7,9	1850	48,11	87320	87320	0-1850
<b>Эксплуатационная колонна</b>								
1	ОТТМ	Д	10,7	450	36,49	16110	83155	2980-2530
2	ОТТМ	Д	7,7	2530	27,01	67045		2530-0

### 2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементировании эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Дусл	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
Эксплуатационная, 146,1 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	2980	2980	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	2970	2970	1	1
	ЦПЦ-146/190 («НефтьКам»)	0	1850	40	85
		1850	2580	22	
		2580	2610	3	
		2610	2840	6	
		2840	2950	11	
		2950	2980	3	
	ЦТ 146/190	2580	2610	3	14
		2840	2950	11	

Продолжение таблицы 2.24

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 146,1 мм	ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	2970	2970	1	1
	ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	2970	2970	1	1
Техническая, 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1850	1850	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1840	1840	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	610	23	57
		610	1850	34	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1840	1840	1	1	
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	610	610	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	600	600	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	3	20
		20	610	17	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	600	600	1	1	
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	20	20	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	10	10	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	20	3	3
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	10	10	1	1

### 2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

#### 2.3.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.4)$$

Поскольку  $41,56 \leq 41,62$  условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

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

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.25.

Таблица 2.25 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических 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	5,06	1000	1,01	МБП-СМ	71
			4,05	МБП-МВ	61
Продавочная жидкость	40,31	1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	22,41	1400	17,45	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	16160
				НТФ	9,19
Нормальной плотности тампонажный раствор	8,27	1820	5,58	ПЦТ-II-50	10336
				НТФ	3,39

### 2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (2.5)$$

$G_{\text{сух}}$  – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;

$G_6$  – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный раствор:  $m_2 = 16,2 / 10 = 1,6 - 2$  УС 6-30

Тампонажный раствор нормальной плотности:  $m_2 = 10,3 / 13 = 0,8 - 1$  УС 6-30

На рисунке 2.8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

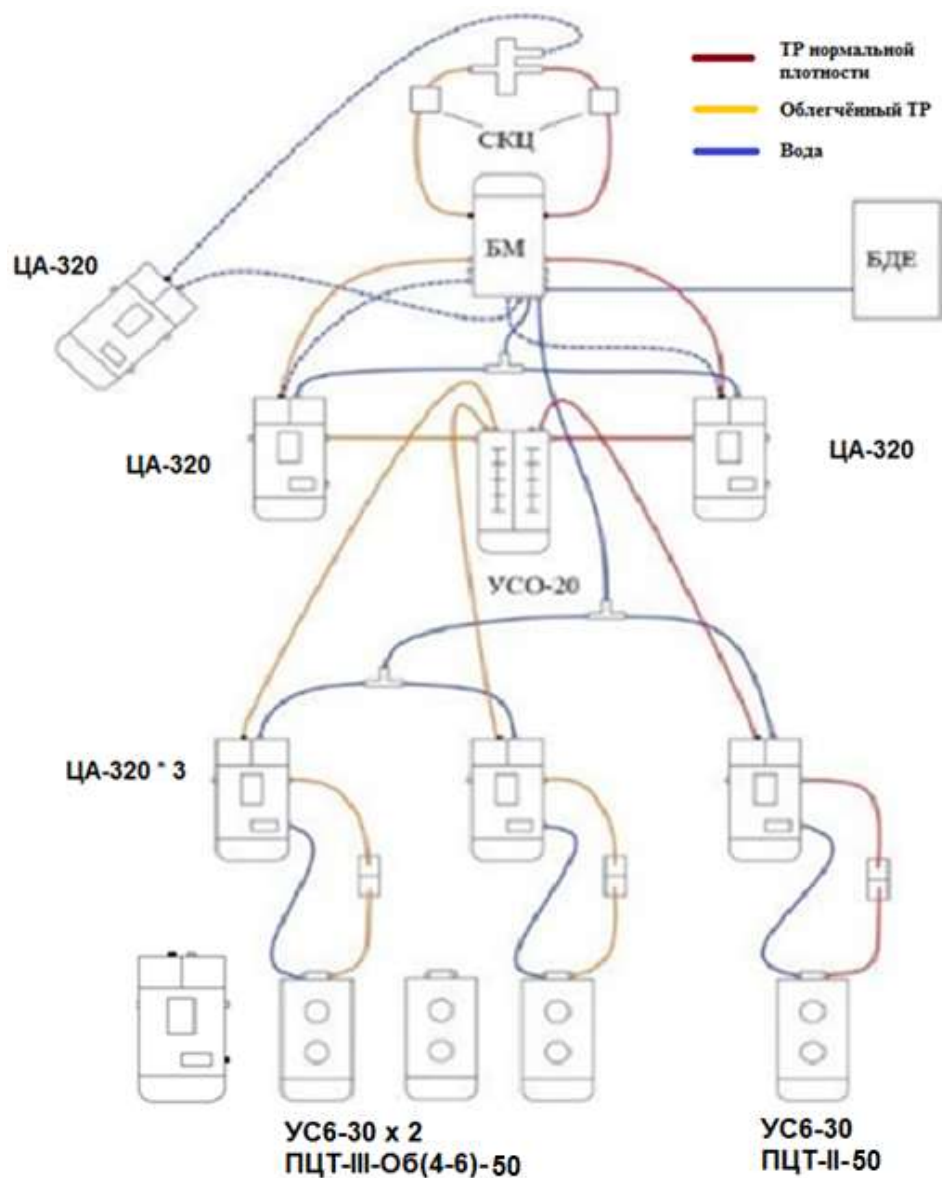


Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки: СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

## 2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

### 2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида,

определение газонефтеcодержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- Оценка продуктивности пласта.
- Отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования.
- Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).
- Оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

#### 2.3.4.2 Выбор жидкости глушения

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

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

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

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \text{ кг/м}^3, \quad (2.6)$$

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,0097 \cdot 10^6}{9,81} = 1038 \text{ кг/м}^3.$$

Где  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4] давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{\text{пл}}$  на глубине 0–1200 метров на 10% ( $k=0,1$ ), на глубине более 1200 м на 5% ( $k=0,05$ ).

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

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4] при производстве работ по испытанию (освоению)

скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

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

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{внЭК} = 2 * 39,44 = 78,88 \text{ м}^3 \quad (2.7)$$

Где  $V_{внЭК}$  – внутренний объем ЭК,  $\text{м}^3$ .

### 2.3.4.3 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 твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

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

При протяженности интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

Вид перфорации указан в таблице 2.26.

Таблица 2.26 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
20	НКТ	Кумулятивная	Скорпион 89 («Промперфоратор»)	20	1 (длина секции ограничена грузоподъемностью взрывной головки)

#### **2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя**

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95.

#### **2.3.4.5 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 песчаником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).



Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65х35.

## 2.4 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

В таблице 2.27 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.27 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Qбк)	98,39	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 98,39$
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Qоб)	87,32	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 87,32$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Qпр)	127,9	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/128 = 1,56 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс (Gкр)	200		

### **3 Обзор современных производителей роторных управляемых систем**

В последние годы добыча углеводородов на крупных месторождениях нефти и газа, освоенных в 70-80 годах, заметно снижается. В связи с этим увеличиваются объемы бурения скважин с большим отходом от вертикали «Extended Reach Drilling» (ERD), направленных на разработку участков континентального шельфа. Строительство таких скважин обуславливает наличие сложнопостроенных проектных профилей, содержащих интервалы, ограниченные радиусом искривления, или наклонно-прямолинейные участки большой протяженности, а их проводка базируется на применении высокоинтеллектуального наземного и глубинного оборудования.

При сложившейся практике бурения с использованием современных технико-технологических приемов проводки отмечаются проблемы, связанные с осложнениями и авариями в скважине. В качестве технико-технологического решения, направленного на снижение аварий и повышение качества строительства скважин (ERD), используют роторные управляемые системы

РУС дают возможность ориентируемого бурения по всей длине скважины. На данный момент использование роторных управляемых систем составляет более 15 %. Мировыми лидерами в производстве РУС являются компании: Baker Hughes, Schlumberger, Halliburton, Weatherford. Собственные разработки РУС имеют многие небольшие компании: Aps Technology, Gyrodata, National Oilwell Varco, Scientific Drilling, Smart Drilling, Double Barrel RSS, Terravici Drilling Solutions, Renhe Group, BHDC, TIANJIN, ZPEC и др.

А также существуют современные отечественные компании, которые стремятся к импортозамещению, к ним относятся: «БУРИНТЕХ» и «Электроприбор».

#### **3.1 Современные производители роторных управляемых систем**

Роторные управляемые системы (РУС) – это современное поколение забойного бурового оборудования, которое обеспечивает снижение рисков возникновения осложнений и аварий, а также позволяет осуществлять управление траекторией скважины (рисунок 3.1). В комплексе с различными

MWD/LWD инструментами РУС открывают новые возможности при наклонно направленном бурении и решении сложнейших геологических задач. РУС применяются для реализации морских, арктических проектов, бурения многоствольных и горизонтальных скважин с экстремально большим отходом от вертикали, точной проводки ствола и вскрытия сложных пластов и пластов с нетрадиционными запасами.

На рисунке 3.1 отображено развитие технологии наклонно направленного бурения. Технология бурения скважин с использованием роторных управляемых систем замкнутого цикла с обратной связью (англ.: Rotary Closed Loop System, RCLS) впервые в промышленной практике была применена в 1996 году, а первый патент относится к 1902 году.

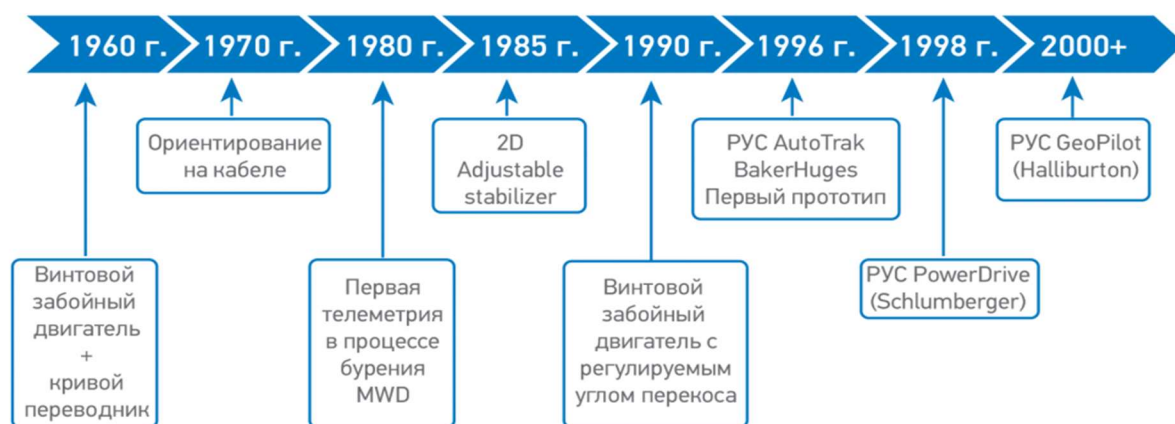


Рисунок 3.1 – Эволюция технологий наклонно направленного бурения

Роторные управляемые системы претерпели немало изменений с момента своего создания. В ранних версиях для изменения направления использовали приводимые в движение буровым раствором выдвижные опоры или стабилизаторы – конструкторское решение, которое продолжает пользоваться успехом и в наши дни. Поскольку управление азимутом искривления ствола скважины зависит от площади соприкосновения со стенкой, на эксплуатационные показатели этих инструментов могут иногда влиять размывы или шероховатости стенок скважины. Более поздние версии предусматривали конструкцию, в которой изменения угла торца бурильного инструмента обуславливалось изгибом, что снижало влияние характеристик ствола скважины на работу инструмента. Таким образом, родились две

концепции управляемых систем: «push the bit» и «point the bit».

В системе «push the bit», со смещением вращающегося корпуса РУС, наведение бурильной колонны в желаемом направлении производится путем нажатия на стенку скважины. Используется блок отклонения с тремя выдвижными опорами, приводимыми в движение буровым раствором и расположенными возле долота для создания бокового усилия на пласт. Для увеличения угла каждая опора, находясь в нижней части ствола, нажимает на нижнюю часть ствола, а для уменьшения угла каждая опора находясь в верхней части ствола нажимает на верхнюю часть.

Блок управления, расположенный над блоком отклонения, приводит в действие поворотный клапан, который открывает или перекрывает подачу бурового раствора на выдвижные опоры в соответствии с поворотом бурильной колонны. Система синхронно изменяет длину и контактное давление опор, когда каждая из них проходит определенную ориентирующую точку. Оказывая гидравлическое давление каждый раз при прохождении конкретной точки, опора отклоняет бурильную колонну (рисунок 3.2).



Рисунок 3.2 – Гидравлическая активация упоров

На этом принципе основаны системы компаний «AutoTrak» – Baker Hughes, «PowerDrive» – Schlumberger, «Rotary Steerable Motor» – APS Technology, «Well Director» – Noble Drilling, «Pathmaker» – Pathfinder, «SRX» –

Scientific Drilling, Россию представляет роторная управляемая компоновка РУК-8.75БС – «Концерн ЦНИИ Электроприбор» и РУС-ГМ-195 – ООО НПП «БУРИНТЕХ»

В системе «point the bit», с позиционированием долота, используется внутренний изгиб вала для отклонения оси долота от текущей оси скважины и смены направления бурения. В такой системе точка изгиба находится в РУС сразу над долотом (рисунок 3.3). Системы с направлением долота меняют траекторию скважины путем изменения угла торца бурильного инструмента. Траектория изменяется в направлении изгиба.

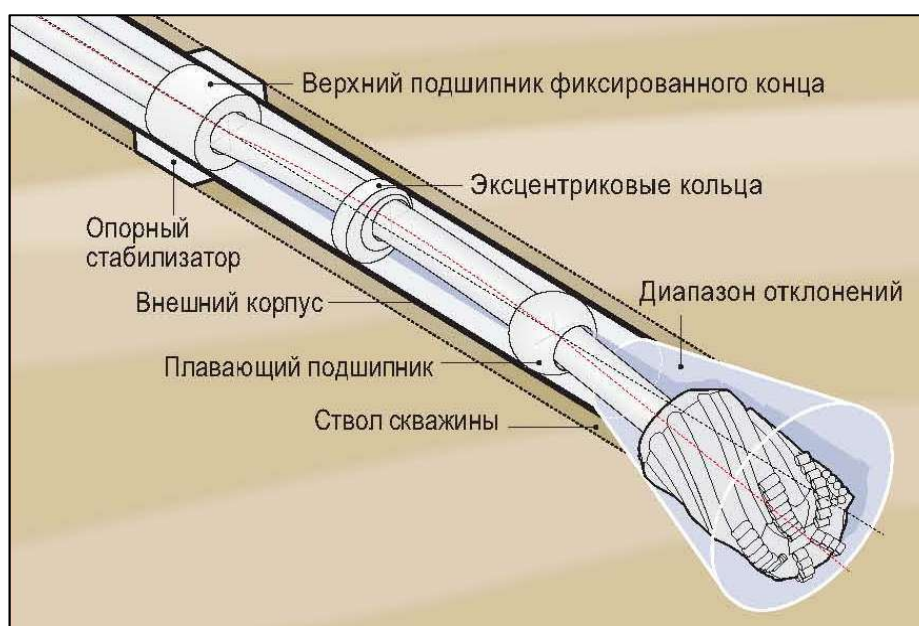


Рисунок 3.3 – РУС GePilot 7600 с позиционированием долота

Ориентация изгиба контролируется при помощи серводвигателя, который вращается с той же скоростью, что и бурильная колонна, но в обратном направлении. Это позволяет сохранять ориентацию торца бурильного инструмента при вращении.

На этом принципе основаны системы компаний «Geo-Pilot» – Halliburton Sperry Drilling, «Revolution» – Weatherford, «PowerDrive Xceed» – Schlumberger D&M, «AnderDrill» и «DART» – Andergauge, «CDAL» – AGS, «RST» – Rotary Steerable Tools, «Well-Guide» – Gyrodata.

Оба вида РУС снабжены трех осевой системой датчиков, регистрирующих любые отклонения от заданной траектории, а также азимут и

величину отклонения.

По вышеизложенному, можно выделить список основных современных производителей роторных управляемых систем:

1. Baker Hughes
2. Schlumberger
3. Halliburto
4. Weatherford
5. ООО НПП «БУРИНТЕХ»
6. «Концерн ЦНИИ Электроприбор»

### **3.2 Модельный ряд роторных управляемых систем и характерные особенности**

#### **3.2.1 Роторная управляемая система «Auto-Trak» компании Baker-Hughes**

Техническое описание AutoTrak X-treme состоит из вала, установленного на подшипниках во внешнем корпусе длиной 5,5 м. На концах корпуса предусмотрены вращающиеся уплотнения, полностью герметизирующие внутренние механизмы инструмента. Бурильная труба соединяет вал с верхним приводом и передает крутящий момент на долото. Внешний корпус может свободно перемещаться вдоль оси скважины, однако его вращение ограничивает стабилизатор, расположенный на верхней части корпуса. На нижней части корпуса расположены три лопасти подпружиненных роликов, обеспечивающих позиционирование корпуса в стволе увеличенного диаметра.

Направление вращения корпуса фактически совпадает с направлением вращения долота. Все эти меры служат для того, чтобы отношение оборотов долота к оборотам корпуса не превышало заданного предельного значения. Непосредственным результатом оказалось более высокое качество ствола скважины, другим преимуществом было повышение надежности (в связи с отсутствием вибраций, вызываемых долотом). Вал установлен на подшипниках в корпусе. Верхний подшипник сконструирован для устранения изгиба над ним.

Нижний подшипник является радиально-упорным. Между ними находятся лопасти отклонения долота.

Основными элементами механизма отклонения являются три наддолотные лопасти. Контроль заданного вектора и отклоняющей силы производится с помощью выдвижных лопастей, находящихся на коротком неподвижном корпусе, долото можно отклонить до максимального значения и в любом направлении (тулфейс).

Основной концепцией при создании роторной управляемой системы являлась возможность обеспечения необходимого отклонения долота. Поскольку диаметр ствола скважин изменяется от 222,2 до 469,9 мм, в большинстве типоразмеров роторных управляемых систем используют датчик, обеспечивающий компьютерное управление нацеливанием долота.

При бурении стволов скважин диаметрами 149,2 и 177,8 мм использовались небольшие типоразмеры роторных управляемых систем, в которых управление направлением долота осуществляется гидравлически с помощью четырех поршней, перемещение которых позволяет маневрировать положением четырех отклоняющих клиньев и четырех уклонов, чтобы точно направить инструмент.

Передача команд производится с помощью системы управления с замкнутым контуром. Перерывы в работе буровой установки, связанные с подачей команд внутрискважинному оборудованию, могут быть дорогостоящими и даже критическими в случае необходимости быстрого принятия решения. Нисходящая линия связи Система АВРА Downlinking позволяет осуществлять двустороннюю коммуникацию с внутрискважинным оборудованием без остановки процесса бурения.

Для коммуникации с внутрискважинным оборудованием система АВРА-Downlinking, управляемая через наземный компьютер системы Advantage Software или дистанционно, из ЦДУ (центра дистанционного управления в реальном времени), использует телесистему, работающую на импульсах положительной полярности (гидравлический канал связи). При необходимости

передать команду для смены положения отклонителя, используется нисходящая линия связи, команда с информационной системы Advantage Software на буровой (LWD cabin) подается на, установленный на площадке ротора.

Клапан внутри АВРА открывается и закрывается во временной последовательности, пропуская приблизительно 10-20% потока жидкости в короткий промежуток времени для создания импульса, генерируя таким образом кратковременное падение давления или «импульс отрицательной полярности». Эти импульсы идут вниз по скважине и принимаются модулем измерения давления во время бурения (MWD) и затем декодируются центральным процессором модуля LWD.

Если становится очевидным, что теоретический тулфейс не обеспечивает требуемого направления ствола скважины, то с поверхности передается новая установка тулфейса. Как только новая установка поступает в Auto-Trak, система управления обрабатывает ее. Включение автоматической системы (круиз контроль) обеспечивает ряд дополнительных возможностей. Сюда входит передача заданного значения тулфейса на забой, передача команд на изменение азимута и зенитного угла либо передача декартовых координат целевого забоя. Все эти возможности реализуются в реальном времени с клавиатуры, подключенной к наземной системе управления.

Контроль заданного вектора и отклоняющей силы производится с помощью выдвижных лопастей, находящихся на коротком неподвижном корпусе. Когда лопасти сориентированы друг против друга, они сбалансированы и КНБК бурит в прямом направлении.

### **3.2.2 Роторная управляемая система «PowerDrive» компании Schlumberger**

Роторные управляемые системы Power Drive X5 компании Schlumberger реализуют набор кривизны с отклонением долота (push-the-bit).

РУС Power Drive X5 обеспечивают бурение полностью вращающейся роторной системой для осуществления наклонно-направленного бурения и проходки прямолинейных стволов. При этом конструкция РУС дает



возможность получения данных в режиме реального времени при использовании с телеметрическими системами Power Pulse и Power Scope.

Роторные управляемые системы Power Drive X5 позволяют в процессе бурения:

- измерять зенитный и азимутальный углы в непосредственной близости от долота;
- измерять уровень вибрации и ударной нагрузки КНБК;
- измерять скорости вращения долота;
- измерять гамма-излучение для геонавигации;
- осуществлять режим автоматического поддержания зенитного угла.

Система отклонения долота от оси вращения в заданном направлении Bias Unit состоит из корпуса, системы отклоняющих лопаток, управляющего клапана и фильтра, расположенного в удлиняющем переводнике. Лопатки поочередно отклоняются в определенный момент времени давлением промывочной жидкости. Клапан, управляющий работой выдвижных лопаток, и фильтр, предназначенный для очистки бурового раствора, располагаются над лопатками в корпусе.

Система Control Collar (энергетический блок и электронный блок управления на рисунке 3.4) состоит из узла Control Unit и УБТ, внутри которой он крепится болтами. Control Unit состоит из двух импеллеров, которые приводятся во вращение потоком промывочной жидкости и вращаются в противоположные относительно друг друга стороны двумя генераторами момента. Control Unit также оснащен антенной для связи с телеметрической системой в реальном времени, осью, с которой соединен клапан управления лопатками, и электроникой с датчиками и устройством управления системой

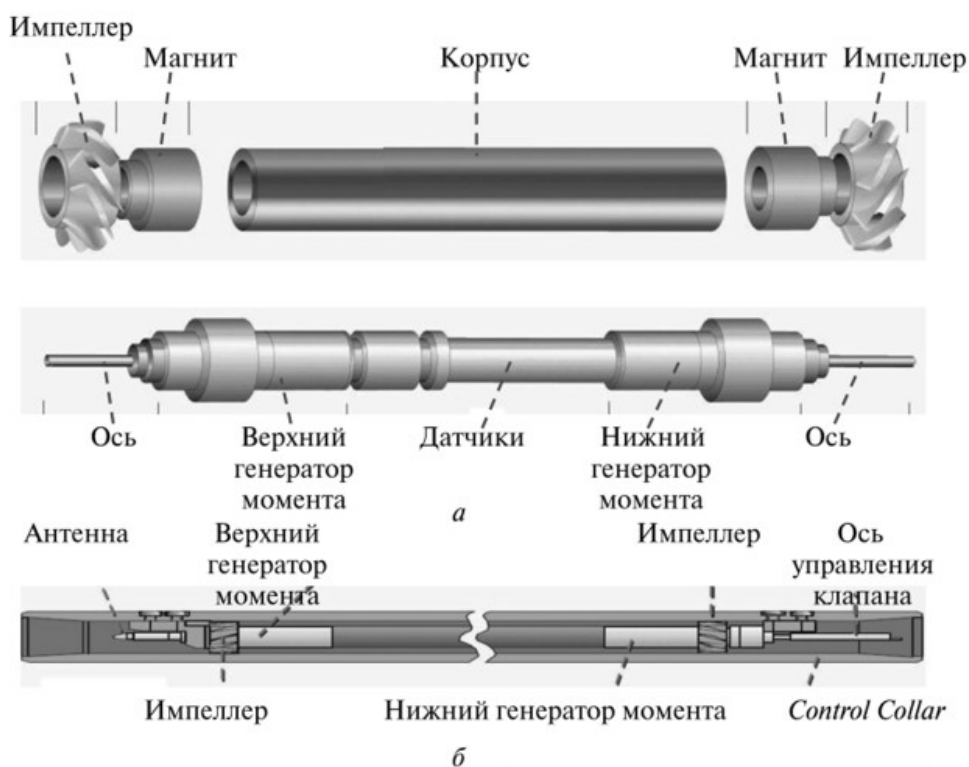


Рисунок 3.4 – Энергетический блок и электронный блок управления РУС:

а – в разобранном виде; б – в сборе

Главная задача Control Unit — поддерживать постоянным направление отклонения лопаток в соответствии с заданной программой, записанной в память прибора при начальной установке или посланной с поверхности по каналу связи.

Промывочная жидкость, проходя через колонну и систему, раскручивает импеллеры и соответствующие магниты, которые закреплены на них. Команда на поворот Control Unit вокруг своей оси подается от системы датчиков, расположенных в сенсорном модуле. В зависимости от того, в какую сторону необходимо повернуть Control Unit, напряжение подается на генератор момента, и реактивный момент поворачивает прибор в ту или иную сторону. Например, если необходимо повернуть Control Unit против часовой стрелки, то нижний магнит вращается против часовой стрелки, но напряжение подается на нижний генератор момента, а создавшееся электромагнитное поле взаимодействует с магнитом и вырабатывает реактивный момент, который разворачивает Control Unit против часовой стрелки.

Сенсорный модуль состоит из трехосевого магнитометра, измеряющего магнитное поле Земли и ориентированного относительно оси прибора (магнитный азимут), трехосевого акселерометра, измеряющего гравитационное поле Земли и ориентированного относительно оси прибора (зенитный угол), двухосевого магнитометра, состоящего из датчика магнитного поля и двух взаимно перпендикулярных магнитов, измеряющих частоту вращения и положения Control Unit относительно Control Collar, и гиродатчика вращения, который управляет скоростью вращения прибора относительно его оси.

Стабилизатор и гибкая УБТ предназначены для увеличения общей интенсивности искривления скважины, реализуемой системой РУС. Они бывают двух исполнений – с каналом для передачи данных в реальном времени и без него. Данные передаются по электромагнитному каналу на приемник, а затем через разъем на Power Pulse (Power Drive X5 675-1100) или на IMPulse (Power Drive X5 475).

Канал передачи данных в реальном времени позволяет уменьшить расстояние от датчика до долота (Inc Cont около 2 м), а также подтвердить принятую команду Down Link. Уменьшение расстояния от долота до датчика повышает точность измерений, так как в этом случае полученные данные более соответствуют реальному положению забоя бурящейся скважины. При удалении датчика от забоя получаемая информация о положении ствола отличается.

### **3.2.3 Роторная управляемая система «Geo-Pilot» компании Halliburton (Sperry Drilling)**

Роторно-управляемая система Geo-Pilot EDL 9600 является уникальной, поскольку позволяет бурить скважины большого диаметра с таким профилем, который до появления этой системы в компании мог достигаться только при помощи забойных двигателей. При этом новинка обладает всеми преимуществами роторно-управляемых систем с направлением долота, а именно обеспечивает хорошее качество ствола скважины и высокую механическую скорость проходки. Новая система подразделения Sperry Drilling

отличается способностью интенсивно набирать кривизну ствола. Она может использоваться там, где необходимы высокие темпы набора кривизны или там, где рыхлая порода ограничивает такую возможность. Система Geo-Pilot EDL также способна обеспечить достаточно уверенный темп набора кривизны даже при прохождении промежуточных пластов.

Новинка позволяет присоединить подходящее буровое долото для достижения оптимальных буровых характеристик. Система идеально подходит для бурения стволов с большим отходом забоя от вертикали, где требуется последовательный набор кривизны для того, чтобы проходить бурением неглубоко залегающие, мягкие породы. Выбор скважин с такими траекториями стволов повышает эффективность бурения путем снижения требуемого угла отклонения скважины от вертикали. При этом уменьшается трение колонны о стенки скважины, а также ускоряется процесс бурения. С новой роторно-управляемой системой скважина может проникнуть в продуктивный пласт глубже и быстрее, что повышает контакт последней с пластом. Система также позволяет бурить вертикальные, изогнутые и боковые стволы при помощи одной КНБК и без необходимости в дополнительных спусках с забойным двигателем.

Система Geo-Pilot EDL компании Halliburton использовалась в процессе буровых работ на морских и континентальных месторождениях. Диаметр скважин, которые были пробурены при помощи новой системы, варьировался от 212,7 до 444,5 мм. При этом новинка во всех случаях смогла обеспечить уверенный и интенсивный темп набора кривизны стволов, характерный для забойных двигателей. При первом применении системы Geo-Pilot EDL 9600 подразделение Sperry Drilling пробурило 6 стволов, от вертикальных до горизонтальных, показав прекрасную производительность. Интенсивность набора кривизны при операциях составляла 8 градусов на 100 футов (30,5 м), а для особых случаев это значение может быть увеличено до 10 градусов на 100 футов.

Вращающийся вал отклоняется в центре между подшипниками с двойными эксцентриковыми кулачками заставляет долото наклоняться в противоположном направлении. При помощи пары кулачков, установленных посередине, между двумя подшипниками, центральная часть приводного вала отклоняется от центра, отклоняя тем самым долото в противоположном направлении. Когда кулачки сориентированы друг против друга, они сбалансированы и КНБК бурит в прямом направлении.

Принцип действия скорее заключается в том, чтобы направлять долото, а не толкать его в сторону. Поэтому, мы получаем преимущество использования долот с длинной калибрующей частью, которые лучше отслеживают направление ствола скважины (долото при бурении не стремится отклониться от центральной линии и держится по центру ствола). В силу своей конструкции эти долота являются более стабильными, снижается вибрация, которая уже была в значительной степени снижена за счет устранения гидравлического забойного двигателя.

### **3.2.4 Роторная управляемая система «Revolution» компании Weatherford**

Особенности:

- принцип Point-the-bit – гладкий и чистый ствол скважины;
- искривление скважины контролируется с поверхности (оборотами инструмента либо импульсами давления, передаваемые на прибор);
- для диаметров ствола от 152.4 до 444.5 мм;
- датчики измерения близкие к долоту (2,7м);
- непрерывная обратная связь манифольда сброс в емкость Down Link Commander;
- три принципиальных компонента– модуль электроники и батарей (контроллер)– модуль механики – базовый блок– наддолотный калибратор.

РУС Revolution – главные механизмы управления:

- гидравлическая система эксцентрично направляет вал с помощью поршней, вал отклоняется в сторону обратную направлению, требуемому для необходимого искривления открытого ствола скважины;
- наддолотный калибратор – как точка опоры;

– антиротационные пальцы предотвращают вращение центратора, даже если центратор повернется, система перенаправляет гидравлику для поддержания выбранной ориентации.

Стойкость к высоким температурам и давлениям: 175 °С/140 Мпа (1380 атм). Самая высокая достигнутая пространственная интенсивность в промышленности – 15°/30 м. В стволах 215,9 мм и 152,4 мм– 8°/30м.

Небольшая и компактная, способная к любой транспортировке (базовый блок системы – всего 0,9 м длиной) – быстрый монтаж/настройка– автономность – отдельные элементы не зависимы друг от друга – компоненты заменяемы в неблагоприятных условиях буровой. Отсутствие наружных подвижных или выдвигаемых элементов – нет герметичных механизмов, подверженных размыву – нет элементов, подверженных заклинке шламом или др. инородным телом.

Отсутствие систем, генерируемых буровым раствором – нет ограничений по давлению на стояке – применима для бурения на депрессии. Закрытая и сбалансированная гидравлическая система с высококачественным синтетическим маслом авиационного качества содержит систему гидравлической «самоочистки» для увеличения срока службы, подвижные компоненты внутри и не подвержены воздействию бурового раствора – нет абразивного износа – не используется промывочная жидкость для активации гидравлики долговечность фильтров.

Питание за счет батарей, отсутствие турбинки, контактирующей с раствором, отсутствие набора внутренних коннекторов или специального кабеля.

Свободное внутреннее проходное пространство – низкие потери давления через РУС – обычно <0,7 МПа – минимизация риска эрозии, вызванного раствором – минимизация риска закупоривания материалом для борьбы с поглощениями раствора в открытом стволе скважин.

Система была применена в горизонтальной скважине на суше для бурения в сложном пласте из плотного известняка и песчаника до глубины 5 014

метров (16 559 футов) и при высоких температурах до 164°C (328°F). Достигнутая средняя скорость бурения на 75% превысила показатели традиционных моторизированных управляемых систем. На проекте бурения шести скважин на месторождении Игл Форд система Revolution достигла средней скорости проходки 55 м/ч (180 фут/ч) и поставила рекорд в 69 м/ч (227 фут/ч), сократив цикл бурения на две недели и сэкономив оператору более 1 млн. долларов на операционных расходах.

### **3.2.5 РУС-ГМ-195 - ООО НПП «БУРИНТЕХ»**

С 2012 года в ООО НПП «БУРИНТЕХ» ведется разработка отечественной роторно-управляемой системы собственного производства. Перед центром разработки стояла задача разработать отечественную роторно-управляемую систему, отвечающую требованиям политики импортозамещения и позволяющую проводить управляемое бурение с вращением всей компоновки. В результате была разработана отечественная роторно-управляемая система гидромеханического принципа действия РУС-ГМ-195 не имеющая аналогов в мире. Гидромеханический принцип действия подразумевает отсутствие в конструкции дорогих импортных комплектующих, что позволяет снизить себестоимость и обеспечить выпуск оборудования своими силами.

На сегодняшний день в ООО НПП «БУРИНТЕХ» ведется интенсивная работа по подготовке к серийному выпуску роторно-управляемых систем для бурения наклонно-направленных и горизонтальных участков диаметром 220,7-222,3 мм. Процесс подготовки состоит из поочередных циклов изготовления, выпускных стендовых испытаний, опытно-промысловых испытаний и совершенствования конструкции. В процессе разработки и изготовления прототипов РУС-ГМ-195 решено множество высокотехнологичных задач. Компания ООО НПП «БУРИНТЕХ» в рамках реализации отраслевой стратегии альтернативного замещения в части высокотехнологичных сервисов при бурении создала первую отечественную роторно-управляемую систему, основанную на гидромеханическом принципе и совместимую с любой стандартной телеметрической системой. Концепция отклонения долота от оси

забой скважины «Push-the-bit» и система имеют два рабочих режима. Изготовленный опытный образец роторно-управляемой системы РУС-ГМ-195 успешно прошел испытания, подтвердив работоспособность.

В исполнении РУС с электрогидравлическим принципом действия, на примере системы «AutoTrak» производства компании «Baker Hughes», энергия бурового раствора, подводимая с устья на забой скважины, преобразуется в электрическую при помощи турбогенератора. При этом основная часть электрической энергии, в свою очередь, затрачивается на питание электродвигателей насосов, создающих давление в приводных поршнях отклоняющих плашек РУС. Отличие применения РУС с гидромеханическим принципом заключается в прямом использовании вышеописанной энергии бурового раствора. В данном исполнении РУС-ГМ (рисунок 3.5) приводные поршни отклоняющих плашек приводятся в действие энергией бурового раствора, а усилие прижатия их полностью зависит от перепада гидродинамического давления на уровне инструмента.



Рисунок 3.5 – Общая схема роторно-управляемой системы РУС-ГМ

Тем самым в РУС-ГМ не используются дорогостоящие компоненты, такие как насосы, электродвигатели, модули электроники, турбогенераторы и др. Для передачи энергии бурового раствора на поршни приводов отклоняющих плашек в виде давления рабочей жидкости достаточно использования в конструкции РУС-ГМ простых механизмов и элементов, таких как гидравлические редукторы, пружины сжатия, торцевые муфты и др. Созданная роторно-управляемая система основана на гидромеханическом принципе и может быть совместима с различными MWD системами.



При применении РУС-ГМ, конечно, возникает необходимость в ручном управлении, что увеличивает время, необходимое на манипуляции, связанные с переключениями режимов работы и выставлением направления в процессе управляемого бурения по сравнению с существующими роторно-управляемыми системами зарубежных компаний. Но если сравнивать с традиционной компоновкой наклонно-направленного бурения, включающей забойный двигатель с отклоняемым на заданный фиксированный угол шпиндель, то постоянное вращение всей компоновки обуславливает следующие неоспоримые преимущества применения РУС – улучшение условий очистки и качества ствола, увеличение протяженности наклонно-направленных и горизонтальных участков, сокращение времени проработки пробуренного интервала скважины и т.д.

Режим стабилизации параметров кривизны (далее – режим СПК) является одним из двух рабочих режимов РУС-ГМ (рисунок 3.6) и предназначен для бурения участков стабилизации без искривления ствола скважины.

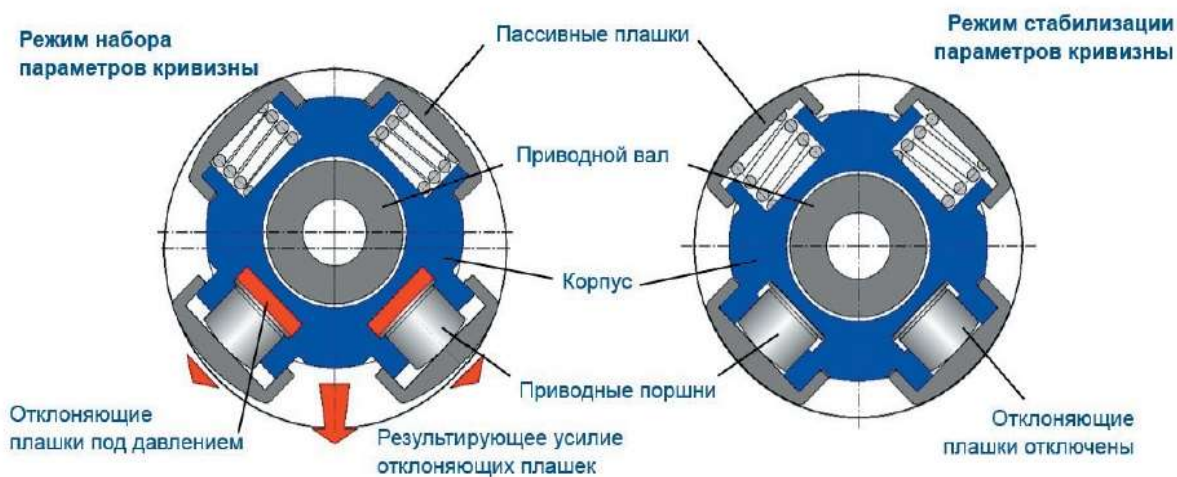


Рис. 2. Схема расположения плашек в блоке отклонителя РУС-ГМ

Рисунок 3.6 – Схема расположения плашек в блоке отклонителя РУС-ГМ

В режиме СПК РУС-ГМ отклоняющие плашки отключены, а корпус зацеплен относительно вала, что также, помимо бурения участков стабилизации позволяет ориентировать корпус РУС-ГМ.

Управляемое роторное бурение с РУС-ГМ осуществляется в режиме набора параметров кривизны (далее – режим НПК). Режим НПК является

вторым рабочим режимом РУС-ГМ после СПК. Переключение между двумя этими рабочими режимами производится попеременно через режим переключения, то есть путем отключения и последующего возобновления циркуляции промывочной жидкости.

С 2016 г. ООО НПП «БУРИНТЕХ» совместно с ПАО «Газпром нефть» в рамках реализации совместных мероприятий по импортозамещению начали проводить опытно-промышленные испытания отечественной роторно-управляемой системы гидромеханического типа РУС-ГМ-195. Испытания в январе 2018 г. на площадке ООО «Газпромнефть-Хантос» стали третьими по счету и были признаны успешными. Специально для них были изготовлены опытные образцы роторно-управляемой системы РУС-ГМ-195 третьего поколения для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Пробурен интервал 1500-2398 м с РУС-ГМ-195 без критических отклонений от плановой траектории с максимальными параметрами интенсивности при управляемом роторном бурении –  $1,8^\circ$  на 10 м проходки. В табл. приведены замеры по полученному пробуренному интервалу.

Результаты опытно-промысловых испытаний при бурении скважины:

– Пробурен интервал 1500-2398 м без критических отклонений от плановой траектории ствола скважины со средней пространственной интенсивностью при роторном управляемом бурении  $0,9^\circ$  на 10 м проходки. Максимальная пространственная интенсивность составила  $1,8^\circ/10$  м проходки.

– Подтверждена работоспособность по удержанию выставленной ориентации геостационарного корпуса при роторном управляемом бурении. При бурении участков направленного бурения необходимости в перевыставлении ориентации корпуса не возникало. Средняя скорость поворота корпуса составляла  $10-20^\circ$  за 10 м проходки в открытом стволе.

– Подтверждена работоспособность модуля электроники по отслеживанию в реальном времени положения корпуса при роторном управляемом бурении.

– Выявлена необходимость в незначительных конструктивных доработках роторно-управляемой системы РУС-ГМ-195 перед началом коммерческой реализации в конце 2019 г. они будут конструктивно доработаны.

– Выявлены требования к системам верхнего привода по обеспечению скорости вращения инструмента от 150 об/мин для достижения показателей механической скорости бурения, сопоставимых со скоростями бурения ВЗД.

### 3.2.6 РУК-8.75 БС - «Концерн ЦНИИ Электроприбор»

На рисунке 3.7 представлен прибор РУК-8.75 БС производства концерна Электроприбор. По способу управления долотом данный прибор относится к типу Push-the-bit. Направление долота регулируется путем нажатия на стенку скважины выдвигными башмаками. Имеются 3 выдвигных башмака. Работа прибора осуществляется на 4х режимах. Типоразмер долот – 220,7 мм. Источником питания служат литиевые батареи.

Наиболее близкие аналоги – AutoTrak, BakerHughes, RSS Scout, SmartDrilling.

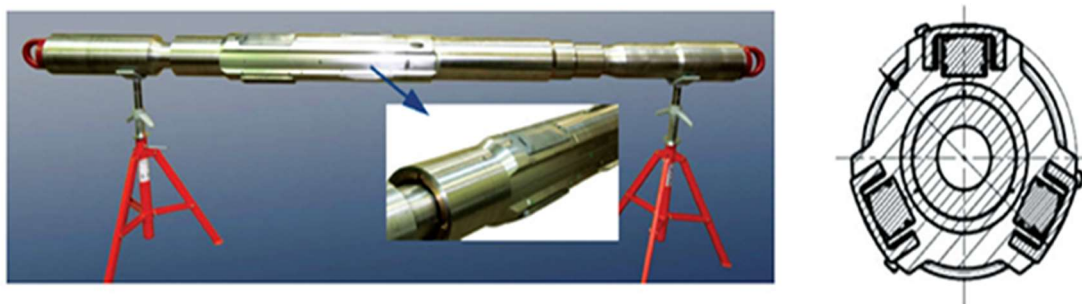


Рисунок 3.7 – Прибор РУК-8.75 БС – прототип серийной РУС

При испытании прибора РУК-8.75 БС были поставлены следующие задачи.

#### 1. Проверка характеристик системы:

– устойчивости к внешним воздействиям в условиях бурения скважины (скважинным давлением, температуре, осевым и боковым нагрузкам, вибрации);

– способности отклонять в заданном направлении траекторию скважины при вращении бурильной колонны;

– интенсивности искривления ствола в режимах сброса и набора зенитного угла (ЗУ).

2. Исследование возможности передачи управляющих команд с поверхности при помощи вибрации колонны.

3. Оценка надежности и износостойкости.

Испытания прибора проведены 6-7 сентября 2015 г на Вынгапуровском месторождении. Интервал бурения 1742-1958 м (216 м), время в скважине – 46 ч.

Средняя механическая скорость проходки составила 29 м/ч, максимальная – 60 м/ч. Средняя интенсивность набора кривизны – 0,9 °/10 м, максимальная – 2 °/10 м.

При испытаниях прибора РУК-8.75 БС:

- успешно пройден тест перед спуском в скважину;
- обеспечен выход на плановый режим бурения;
- подтверждена способность прибора изменять траекторию скважины при непрерывном вращении всей бурильной колонны;
- показана возможность принимать команды с поверхности.

Недостатки прибора:

- не имеет связи с телеметрией и не передает данные на поверхность;
- не обеспечивает точное управление траекторией;
- имеет ненадежный внутренний элемент управления, который разрушился за 216 м бурения.

Дорабатывать РУК-8.75 БС необходимо по 2 направлениям, приведенным на рисунке 3.8. Пути совершенствования прибора РУК-8.75 БС во многом предопределены тем, что эволюция похожих конструкций РУС уже известна.



Рисунок 3.8 – Направления совершенствования прибора РУК-8.75 БС

### 3.3 Заключение

Исключительно важным достоинством роторных управляемых систем является возможность управления движением долота при непрерывном вращении буровой колонны, что позволяет записывать каротаж в азимутальном режиме, который в свою очередь дает возможность получить распределение плотности горных пород по стволу скважины, определить угол падения и азимут простирания пласта и соответственно корректировать траекторию скважины.

Компании, принявшие участие в разработке РУС, сделали прорыв в буровой отрасли. Подняв добычу нефти на высокий уровень.

На данный момент отечественные компании ведут работы в области производства оборудования для эффективного бурения, импортозамещение высокотехнологичного сервиса, в частности РУС – безальтернативный путь, который должны пройти отечественные технологии бурения.

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

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ООО «Таймырнефть»**

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

ООО «Таймырнефть» – 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 том числе горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

#### **4.1.2 Организационная структура предприятия**

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть пять заместителей: технический директор – первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по супервайзингу, заместитель директора по обеспечению производства, заместитель директора по работе с персоналом.

Заместителю директора по супервайзингу подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ. Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ. Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии строительства скважин. Главный геолог возглавляет геологический отдел, в его подчинении находится группа геологов на месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Заместителю директора по обеспечению производства подчиняется служба логистика и транспортного обеспечения, служба по ремонту и

обслуживанию оборудования, отдел материально-технического обеспечения, отдел по работе с имуществом.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам.

Организационная структура управления ООО «Таймырнефть» представлена на рисунке В.1 в приложении В.

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

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

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

Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток

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

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [6].

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

Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 211,2 часов или 8,8 суток:

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтегазовом месторождении приведена в таблице В.1 в приложении В.

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

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

– буровой мастер	1 чел.
– помощник бурового мастера	3 чел.
– бурильщик 6 разряда	4 чел.
– бурильщик 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 4 разряда	4 чел.
– электромонтёр 5 разряда	4 чел.
– слесарь 5 разряда	2 чел.
– лаборант	2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 607,69 часов или 25,3 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 211,2 часов или 8,8 суток.

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



Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1.Вышкомонтаж	45	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2.Бурение	25,6		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3.Испытание	9,1			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

#### 4.4 Сметная стоимость строительства скважины

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

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

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах В.2 и В.3 в приложении В.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,49 – скважина на газ) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (52,94), произведение которых на второй квартал 2021 года составляет 78,88 [12, 13].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице В.4 в приложении В.

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

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

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 [14].

Во избежание несчастных случаев рабочие места должны быть максимально защищены от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочих зон [15].

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» [16].

### **5.2 Производственная безопасность**

При основных технологических процессах на буровой установке имеет место проявление действия ряда опасных и вредных производственных факторов. В рамках данного раздела будут рассмотрены наиболее вероятные и пагубные. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [17].

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице Г.1 в приложении Г.

#### **Повышенный уровень общей и локальной вибрации**

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

Для снижения вредного воздействия вибраций на буровой необходимо использовать средства индивидуальной защиты, производить своевременный

профилактический осмотр и ремонт, своевременно смазывать вращающиеся детали, производить контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой.

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [18].

### **Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики 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 Р ИСО 9612-2013 производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА [19]. Мерами для устранения негативного воздействия шума подразумевают использование наушников, вкладышей и коллективных средств защиты [20].

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

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

Согласно документу «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность [4]:

- роторного ствола – 100 лк;
- пути движения талевого блока – 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков – 75 лк;
- превенторной установки – 75 лк; – лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк;

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

Запыленность и загазованность рабочей зоны на территории БУ возникает в результате работы бурового и вспомогательного оборудования, поступления пластовых флюидов из скважины, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые контролируются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), общих санитарно-гигиенических требований к воздуху рабочей зоны [21].

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [22]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 [23].

### **Движущиеся части и механизмы**

На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск.

Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91 [24]:

- конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения;
- движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: ограждения, концевые выключатели;

- ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии;
- в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2001 [25].

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **Защита атмосферы**

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании. Однако, уже до начала вскрытия продуктивных горизонтов скважина оборудуется специализированным противовыбросовым оборудованием, способным воспрепятствовать спонтанному фонтанированию скважины.

Прямой контроль загрязнения атмосферного воздуха включает в себя периодические измерения загрязнения воздушной среды на стройплощадке.

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ, проектной документацией предусматривается контроль за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования [26, 27].

#### **Защита гидросферы**

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их

химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории. Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 [28] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Мероприятиями, обеспечивающими рациональное использование и охрану подземных и поверхностных вод от загрязнения, являются:

- размещение площадки за пределами водоохранных зон водных объектов;
- устройство обваловки площадки по периметру;
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание;
- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключающая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении;
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих горизонтов;
- использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам бурения;
- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод.

### **Защита литосферы**

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, уничтожение или повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими

реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины и аварийных разливах.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке [29].

Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94 [30].

Поверхность такой амбара подвергается технической и биологической рекультивации. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов [31].

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

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [4]. 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

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [4]. 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 [32].

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны оптимальные решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2980 метров на нефтегазовом месторождении.

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

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на информации о механических свойствах пород были выбраны шарошечное долото под направление и PDC долота для остальных интервалов.

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

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

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1-35-146x245x324 К1, ОП5-350/80x35, АФ6–80/65x35.

В результате анализа современных роторно-управляемых систем можно сделать вывод, что данная технология позволит бурить скважины гораздо более эффективно. В будущем это позволит снизить затраты на строительство скважин, и сделает ранее нерентабельные запасы привлекательными для недропользователей. Отечественные производители имеют большой потенциал



собственных разработок и в ближайшем будущем смогут составить конкуренцию другим зарубежным компаниям.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

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

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
5. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые.
6. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ.
7. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).
8. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
9. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II. Строительные и монтажные работы.
10. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

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

12. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства.

13. Письмо госстроя ссср от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве".

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

15. СанПиН 1964-79 Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых.

16. 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».

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

18. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

19. ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах

20. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

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

22. СаНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

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

24. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

25. ГОСТ 12.4.026-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

26. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.

27. ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.

28. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.

29. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

30. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.

31. ГОСТ 22263-76 Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия.

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

## Приложение А

### ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности
От	до	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	10	Четвертичная	Q	0° 00'		1,30
		Кембрий	Є			
		Средний-верхний	Є <sub>2-3</sub>			
10	560	Эвенкийская св.	Є <sub>2-3ev</sub>	0° 30'		1,30
		Нижний отдел	Є <sub>1</sub>			
560	760	Литвинцевская св.	Є <sub>1-2 lit</sub>			
760	1200	Ангарская св.	Є <sub>1-2an</sub>	0° 30'		1,30
1000	1140	долериты				-
1200	1265	Булайская св.	Є <sub>1bul</sub>	0° 30'		1,25
1265	1605	Верхнебельская п/св.	Є <sub>1bls<sub>2</sub></sub>	0° 30'		1,25
1605	1810	Нижнебельская п/св.	Є <sub>1bls<sub>1</sub></sub>	0° 30'		1,20
1810	2410	Усольская св.	Є <sub>1us</sub>	0° 30'		1,20
2210	2290	долериты				-
		Венд	V			
2410	2460	Тэтэрская св.	V ttr	0° 30'		1,15
2460	2520	Собинская св.	V sb	0° 30'		1,15
2520	2610	Катангская св.	V ktq	0° 30'		1,15
2610	2815	Оскобинская св.	V osk	0° 30'		1,15
2815	2930	Ванаварская св.	V vn			
2930	3000	Рифей	R	20°00'		1,15

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода (краткое название)	Полное стандартное описание горной породы: название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от	до		
1	2	3	4	5
Q	0	10	Супеси, суглинки	Рыхлые нецементированные породы.
Є <sub>2-3</sub> ev	10	560	Алевриты Доломиты	<i>Алевриты</i> красновато-коричневые, пятнами и линзами зеленовато-серые, горизонтально- и волнистослоистые, тонкоплитчатые, неравномерно доломитистые с прожилками и гнездами. <i>Доломиты</i> серые, темно-серые и зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно глинистые, иногда алевритистые.
Є <sub>1-2</sub> lit	560	760	Доломиты Доломито-ангидриты Глинистые доломиты Каменная соль	<i>Доломиты, доломито-ангидриты, глинистые доломиты.</i> Породы светло-серые, серые, темно-серые среднезернистые, массивные. Глинистые разности слоистые. <i>Каменная соль</i> прозрачная, бесцветная крупнокристаллическая
Є <sub>1</sub> an	760	1200	Доломиты  Каменная соль	<i>Доломиты</i> серые, темно-серые и светло-серые, иногда коричневатые тонко- и мелкозернистые, неравномерно ангидритистые и неравномерно глинистые до доломито-ангидритов и глинистых доломитов. <i>Каменная соль</i> бесцветная, прозрачная, иногда белая и розовато-белая, крупнокристаллическая.
	1000	1140	Долериты	<i>Долериты</i> серые, темно-серые мелкокристаллические, трещиноватые.
Є <sub>1</sub> bul	1200	1265	Доломиты Известняки	<i>Доломиты и известняки</i> серые, темно-серые средне- и мелкозернистые, иногда известковистые, массивные и слоистые. Характерна неравномерная битуминозность и редко кавернозность.
Є <sub>1</sub> bls <sub>2</sub>	1265	1605	Доломиты  Каменная соль	<i>Доломиты</i> серые, светло-серые, темно-серые, иногда зеленовато-серые неравномерно глинистые и ангидритистые. <i>Каменная соль</i> бесцветная, прозрачная, белая, крупнокристаллическая.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
Є <sub>1</sub> bls <sub>1</sub>	1605	1810	Доломиты Известняки Глинистые доломиты	<i>Доломиты и известняки</i> серые, темно-серые, иногда коричневато-серые, мелко- и среднезернистые, массивные, слоистые со стиллолитовыми швами. <i>Глинистые доломиты</i> серые, зеленовато-серые, редко коричневато-серые, волнистослоистые, тонкоплитчатые.
Є <sub>1</sub> us	1810  2210	2410  2290	Доломиты  Каменная соль Долериты	<i>Доломиты</i> часто ангидритистые и глинистые, редко встречаются прослои ангидритов и доломито-ангидритов. Породы серые, светло-серые, темно-серые и зеленовато-серые, часто засоленные. <i>Каменная соль</i> бесцветная, прозрачная, иногда белая, крупнокристаллическая. <i>Долериты</i> серые и темно-серые, средне-кристаллические, часто трещиноватые.
V-Є <sub>1</sub> tt	2410	2460	Доломиты	<i>Доломиты, глинистые доомиты, ангидритистые доломиты</i> серые, зеленовато-серые, иногда темно-серые коричневато-серые. Породы плотные, редко трещиноватые.
Vsb	2460	2520	Доломиты	<i>Доломиты</i> серые, коричневато-серые, тонко- и мелкозернистые прослоями массивные, прослоями глинистые и ангидритистые. Породы плотные иногда трещиноватые. Ангидрит присутствует в виде мелких включений кристаллов, гнезд и тонких прослоек.
Vktq	2520	2610	Доломиты Аргиллиты Песчаники	Неравномерно переслаивающиеся породы серые, темно-серые, красновато-коричневые и зеленовато-серые, слоистые, неравномерно ангидритистые. <i>Песчаники</i> серые, розовато-серые, мелкозернисты, полимиктовые.
Vosk	2610	2815	Алевролиты Песчаники Доломиты	<i>Алевролиты и песчаники</i> серые, темно-серые, зеленовато-серые, иногда красновато-коричневые и светло-серые, полимиктовые, слюдистые, слоистые неравномерно по разрезу глинистые, ангидритистые, песчанистые и доломитистые.
Vvn	2815	2930	Алевролиты Аргиллиты Песчаники	<i>Алевролиты и ангидриты</i> красные, коричневатые, слоистые  <i>Песчаники</i> бурые среднезернистые, глинистые
R	2930	3000	Доломиты	<i>Доломиты</i> представляют собой чередование различных по мощности пачек светло-серого, серого и темно-серого цветов, плотные, неравномерно трещиноватые с редкими кавернами. Встречаются тонкие прослойки аргиллитов.

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

Индекс стратиграфического разделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленосность, %	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Абразивность	Категория пор. по промышленной классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	10	Супеси, суглинки									
Є <sub>2-3ev</sub>	10	560	Алеврит	2600	4,33	0	20	30		4,0	4,0	С
			Доломит	2600			20,0	70		4,0	4,0	С
Є <sub>1-2 lit</sub>	560	760	Доломит	2650	3,50	0	30	-		4-6,5	4-5,5 СТ	
			Каменная соль	2200	0,1	0	-	-	100	3,5	2	СТ
Є <sub>1an</sub>	760	1200	Доломит	2730	3,51	0	5,0	100	-	3,5-7,0	4-5,5	СТ
			Каменная соль	2200	0,1	0	-	-	100	3,5	2	СТ
	1000	1140	Долерит	3020	0,1	0,0167	-	0	-	9,0	8,0	К
Є <sub>1bul</sub>	1200	1265	Доломит	2760	3,1	0,12	0	100	-	6,5	5,5	СТ
Є <sub>1bls<sub>2</sub></sub>	1265	1605	Доломит	2730	2,73	1,03	10	80	-	5,5-7,0	5,0-5,5	СТ
			Каменная соль	2580	0,62	0,01	-	0	100	3,5	2	СТ
Є <sub>1bls<sub>1</sub></sub>	1605	1810	Доломит	2720	4,29	1,0643	5,0	80,0		5,5-7,0	5,5	СТ
			Известняк	2720	0,94	0,6489	5,0	92,88		5,5-7,0	5,0	СТ
Є <sub>1us</sub>	1810	2410	Доломит	2610	1,9	1,1	5,0	80,0		6,0	5,0-5,5	СТ
			Каменная соль	2170	0,1	0	-	-	100	3,5	2,0	СТ
	2210	2290	Долерит	3020	0,1	0,0167				9,0	8,0	К
V-Є <sub>1tt</sub>	2410	2460	Доломит	2830	1,59	0,01	15,0	87		7,5	6	Т
Vsb	2460	2520	Доломит	2770	2,65	0,6278	15	80		7,5	6	Т
Vktg	2520	2610	Доломит	2710	2,7	0,1311	15	59		8,0	8	Т
			Аргиллит	2580	6,95	0,29	70	27		3,5	4,5	Т
			Песчаник	2620	50,9	0,7053	20	10		7,5	7	Т



Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Vosk	2610	2815	Алевролит	2560	6,31	1,8733	30	34		6,0	6,0	Т
			Песчаник	2620	50,9	0,7053	20	10		7,5	7	Т
			Доломит	2730	2,44	10,93	10	88,0		7,5	9,0	Т
Vvn	2815	2930	Алевролит	2560	6,31	1,8733	30	34		6,0	6,0	Т
			Аргиллит	2580	6,95	0,29	70	27		3,5	4,5	Т
			Песчаник	2620	50,9	0,7053	20	10		7,5	7	Т
R	2930	3000	Доломит	2760	2,5	1,86	10	81		7,5	6,0	Т

Таблица А.4 – Водоносность

Стратиграф. ин-декс	Интервал залегания водоносных горизонтов,		Тип коллектора поры, трещины, каверны	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазов. Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину	Относится ли к источнику питьевого водоснабжения
	От (верх), м	До (низ), м					анионы			катионы					
							Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>			
Є <sub>2-3</sub> ev	0	200	Поровый	1050	200	-							10,0	ХНК	Да
Є <sub>1</sub> bul	1200	1265	Каверн.-трещин.	-	-	-								ХНК	Нет
Є <sub>1</sub> bl <sub>1</sub>	1730	1770	Каверн.-трещин.	-	-	-								ХНК	Нет
*Є <sub>1</sub> us (os)	2310	2350	Каверн.-трещин.	1270	2,8	-	5735	10,66	16,15	2799	675	2335	300-450	ХНК	Нет
V osk	2620	2650	Порово-трещинный	1175	-	Менее 0,1	5430	77	4,0	4049	1410	50	234,1	ХКН	Нет

Таблица А.5 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Расстояние от устья скв. до статического уровня при его тах снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа х м		Условия возникновения
	от	До				при вскрытии	после изоляционных работ	
Є <sub>2-3ев</sub>	40	560	до полного	65	да	0,0129	0,020	
Є <sub>1 an</sub>	990	1150	до полного	180	да	0,0131	0,020	При прохождении выщелаченных пород. На контактах вмещающих пород с долеритами и в самих долеритах.
Є <sub>1 bul</sub>	1200	1265	частичное	-	нет	0,0129	0,020	При прохождении трещиноватых кавернозных пород.
Є <sub>1 bls<sub>1</sub></sub>	1730	1770	до 6 м <sup>3</sup> /час	200	да	0,0129	0,020	Горные породы склонны к гидроразрыву. При нарушении технологии бурения.
Є <sub>1 us</sub>	2200	2300	до полного	250	да	0,0133	0,020	На контакте вмещающих пород с долеритами и в самих долеритах
V , ktq	2580	2610	до 12 м <sup>3</sup> /час	250	да	0,0127	0,020	Фильтрация ПЖ при бурении пористых терригенных пород
V , osk	2610	2650	частичное	-	нет	0,0127	0,020	Фильтрация ПЖ при бурении пористых терригенных пород
V , vn	2840	2920	до 16 м <sup>3</sup> /час	65	да	0,0127	0,020	Фильтрация ПЖ при бурении пористых терригенных пород
Рифей	2930	2950	до полного	380	да	0,0123	0,020	Естественная трещиноватость и кавернозность пород, низкие пластовые давления.

Таблица А.6 – Нефтеводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявлений, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточного давления, кг/м <sup>3</sup>		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа и т.д.)
	от	до			внутреннего	наружного		
Є <sub>2-3</sub> ev	0	220	вода	-	-	-	Нарушение технологии промывки скважины	Увеличение объема и изменение параметров ПЖ.
Є <sub>1</sub> bul	1200	1265	вода	-	-	-		
Є <sub>1</sub> bls <sub>1</sub>	1730	1770	вода	-	-	-		
Є <sub>1</sub> us	2310	2350	вода	-	-	-		
V, ktq	2580	2610	газ	2610	0,84*	0,84*	При создании депрессии на пласт за счет снижения давления в стволе скважины. Причины: катастрофическое поглощение, нарушении технологии бурения.	Разгазирование, переливы, выбросы ПЖ.
V, osk	2620	2650	вода	-	-	-		Увеличение объема и изменение параметров ПЖ.
V, vn	2840	2880	газ	2880	0,74*	0,74*		Разгазирование, переливы, выбросы ПЖ.
	2880	2920	нефть	-	829,0	829,0		Пленка нефти.
R	2930	2950	нефть	-	824,0	824,0		

## Приложение Б

### ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–20 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	20	490,0 (19 19/64) GRDP545	290	0,5
		Переводник П-177/171	93	0,517
		3-К490,0 СТ	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	2568	12
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/162	87	0,521
		ПК-127х9,19 Е	105	3
Σ			3852	20

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (20–610 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
20	610	393,7 FD816МН	130	0,45
		Переводник П-177/171	93	0,517
		2-КА385,0 СТК	252,2	0,825
		Переводник П-171/152	60	0,517
		ДГР-240М.7/8.55	2432	9,975
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		2-КА385,0 СТК	252,2	0,825
		Переводник П-171/161	87	0,521
		УБТС2-203	3852	18
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	1872	12
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	17622,78	564
Σ			26924,18	610

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (610–1850 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
610	1850	У10-295,3 СТ-4ТК	0,4	85
		1-КА294,0 СТК	0,483	103
		Д1-240М	1842	7,228
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	87	0,521
		1-КА294,0 СТК	0,483	103
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	3852	18
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	1872	12
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	47417,90	1519
Σ			55430	1850

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1850–2980 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1850	2980	У9-190,5/80 SC-3Т	22	0,22
		10КСИ187,3 СТК	54	0,48
		ДГР-165.7/8.49	1015	8,652
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		УБТС2-178	5460	35
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	91579	2933
Σ			98394	2980

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2580-2610 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2580	2610	У9-190,5/80 SC-3Т	22	0,22
		СК-172/80РС	2240	22,56
		Переводник П-133/147	40	0,5
		УБТС2-178	2808	18
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	80179	2568
Σ			85352	2610

Таблица Б.6 – КНБК для отбора керна (2840-2870 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2840	2870	У9-190,5/80 SC-3Т	22	0,22
		КИ 2.1. 172/100	2240	22,56
		Переводник П-133/147	40	0,5
		УБТС2-178	2808	18
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	88296	2828
Σ			93469	2870

Таблица Б.7 – КНБК для отбора керна (2880-2920 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2880	2920	У9-190,5/80 SC-3Т	22	0,22
		КИ 2.1. 172/100	2240	22,56
		Переводник П-133/147	40	0,5
		УБТС2-178	2808	18
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	89857	2878
Σ			95030	2920

Таблица Б.8 – КНБК для отбора керна (2930-2950 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2930	2950	У9-190,5/80 SC-3Т	22	0,22
		КИ 2.1. 172/100	2240	22,56
		Переводник П-133/147	40	0,5
		УБТС2-178	2808	18
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	90794	2908
Σ			95967	2950

Таблица Б.9 – Расчет необходимого количества бурового раствора по интервалам

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	20	20	490	-	1,30	4,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =3,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>сно</sub> =0,1
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>бр</sub> =53,9
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев1</sub> =15
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
20	610	590	393,7	406	1,30	96
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =1,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =58
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>сно</sub> =2,4
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =272,9
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев1</sub> =15
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>2</sub> =202,5
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев2</sub> =84,6
Тех. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
610	1850	1240	295,3	303,9	1,25	150,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =67,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>сно</sub> =6,2
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =379,6
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев2</sub> =84,6
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>3</sub> '=295
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
1850	2980	1130	190,5	228,7	1,15	110,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =1,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =23,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>сно</sub> =8,2
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						V <sub>бр</sub> =258,5
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V <sub>перев2</sub> =0
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						V <sub>3</sub> '=330,8

Таблица Б.10 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм. кг	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Тех. колонна		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание pH	25	53,9	2,2	136,5	5,5	183,3	7,3	99,2	4,0	472,9	19
Глинопорошок	Структурообразователь	1000	3235,7	3,2	4093,7	4,1	5499,5	5,5		0,0	12828	13
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	53,9	2,2	272,9	10,9	366,6	14,7		0,0	693,5	28
Барит	Утяжелитель	1000	6579,2	6,6	60313	60,3	63427	63,4		0,0	130320	130
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	25		0,0	136,5	5,5	183,3	7,3		0,0	319,8	13
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	25		0,0	1364,6	54,6	1833,2	73,3	1323,2	52,9	4521,0	181
ПАВ	Смазывающая добавка	25		0,0	818,7	32,7	1099,9	44,0	330,8	13,2	2249,4	90
Drilling Detergent	Ингибитор	210		0,0	272,9	1,3	366,6	1,7		0,0	639,5	3
Биополимер	Структурообразователь	25		0,0		0,0		0,0	99,2	4,0	99,2	4
ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25		0,0		0,0		0,0	330,8	13,2	330,8	13
Инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	25		0,0		0,0		0,0	330,8	13,2	330,8	13
Мраморная крошка	Утяжелитель	1000		0,0		0,0		0,0	44659	44,0	44659	45
DRIL-FREE	Смазывающая добавка	25		0,0		0,0		0,0	3308,1	132,3	3308,1	132



## Приложение В

### Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

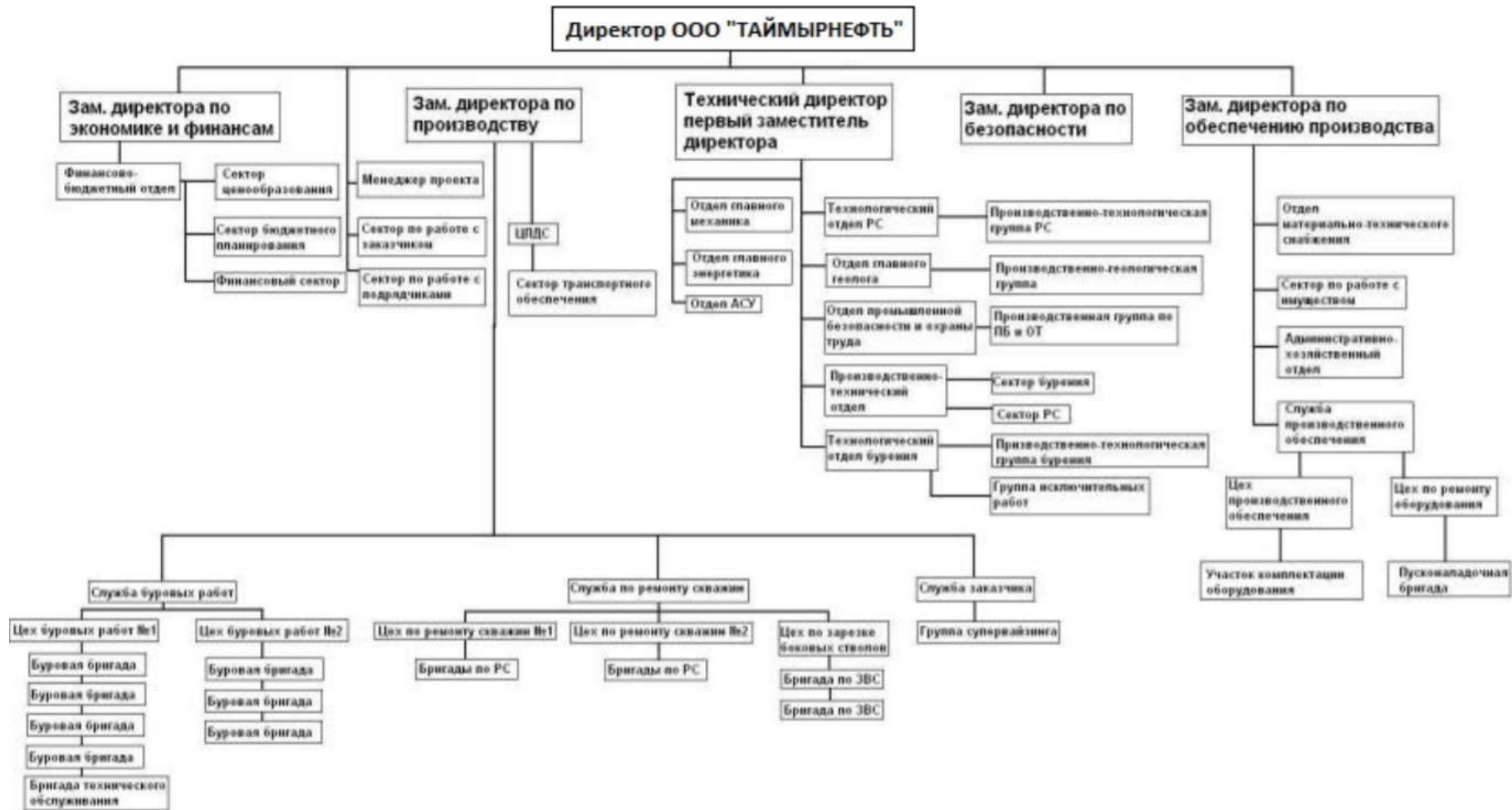


Рисунок В.1 – Организационная структура ООО «Таймырнефть»

Таблица В.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	490,0 GRDP545	0	20	400	0,025	20	0,05	0,5	0,03	0,53
Промывка (ЕНВ)										0,02
Нарращивание (ЕНВ)										0,30
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										10,46
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого по колонне направление										12,67
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,63
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										13,41
Бурение под кондуктор	393,7 FD816МН	20	610	3200	0,04	590	0,18	23,6	1,15	24,75
Промывка (ЕНВ)										0,31
Нарращивание (ЕНВ)										3,33
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Крепление (ЕНВ)										36,33
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										69,74
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,49
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого по колонне кондуктора										73,73
Бурение под техническую колонну	У10-295,3 ST-4ТК	610	1850	3200	0,065	1240	0,39	80,6	4,07	84,67
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,79
Наращивание (ЕНВ)										10,20
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										47,00
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого по технической колонне										160,24
Ремонтные работы (ЕНВ)										8,01
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										169,25
Бурение под эксплуатационную колонну	У8-190,5 ST-3ТК	1850	2580	1500	0,08	730	0,49	58,4	7,53	65,93
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	У9-190,5/80 SC-3Т	2580	2610	200	0,25	30	0,15	7,5	7,04	14,54
Бурение под эксплуатационную колонну	У8-190,5 ST-3ТК	2610	2840	1500	0,08	230	0,15	18,4	8,18	26,58

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Отбор керна	У9-190,5/80 SC-3Т	2840	2870	200	0,25	30	0,15	7,5	16,36	23,86
Бурение под эксплуатационную колонну	У8-190,5 ST-3ТК	2870	2880	1500	0,08	10	0,01	0,8	8,39	9,19
Отбор керна	У9-190,5/80 SC-3Т	2880	2920	200	0,25	40	0,20	10	16,78	26,78
Бурение под эксплуатационную колонну	У8-190,5 ST-3ТК	2920	2930	1500	0,08	10	0,01	0,8	8,65	9,45
Отбор керна	У9-190,5/80 SC-3Т	2930	2950	200	0,25	20	0,10	5	8,65	13,65
Бурение под эксплуатационную колонну	У8-190,5 ST-3ТК	2950	2980	1500	0,08	30	0,02	2,4	8,72	11,12
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,98
Нарращивание (ЕНВ)										6,84
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										54,82
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										319,11
Ремонтные работы (ЕНВ)										25,53
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого по эксплуатационной колонне										351,31
Итого по колоннам										607,69

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			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	4,0	516,6								
Социальные отчисления, 30,4%				157,0								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,1	17,0	1,6	215,3	5,1	703,9	12,4	1707,2
Социальные отчисления, 30,4%						5,2		65,5		214,0		519,0
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4								
Социальные отчисления, 30,4%				14,1								
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,1	1,8	1,6	22,4	5,1	73,3	12,4	177,9
Социальные отчисления, 30,4%						0,5		6,8		22,3		54,1
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,1	31,0	1,6	394,0	5,1	1288,0	12,4	3123,8
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,1	176,0	1,6	2233,1	5,1	7299,1	12,4	17703
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			1,6	350,0	5,1	1144,0	11,1	2493,9
Прокат ВЗД	сут	92,66					1,6	144,4	5,1	472,0	11,1	1028,9
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,6	13,9	5,1	45,3	12,4	109,9
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	7,54			0,3	2,0	1,6	11,7	5,1	38,4	12,4	93,1
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	1,6	232,9	5,1	761,4	12,4	1846,7
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,1	4,2	1,6	52,9	5,1	172,8	12,4	419,0
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,1	12,3	1,6	156,5	5,1	511,4	12,4	1240,3
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,6	8,6	5,1	28,2	12,4	68,3

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,1	20,8	1,6	263,8	0,3	53,9	12,4	2091,4
NaOH	т	4,59			0,1	0,2	0,1	0,6	0,2	0,8	0,1	0,5
Глина ПММБ	т	6,08			3,2	19,7	4,1	24,9	5,5	33,4		
Кальцинированная сода	т	20,41			0,1	1,1	0,3	5,6	0,4	7,5		
Барит	т	15,24			6,6	100,3	60,3	919,2	63,4	966,6		
Полиакриламид	т	542,48					0,1	73,8	0,2	99,3		
ПАЦ НВ	т	344,28					1,4	469,6	1,8	631,1	1,3	455,5
ПАВ	т	834,55					0,8	683,5	1,1	918,0	0,3	276,2
Drilling detergent	т	101,99					0,3	27,8	0,4	37,4		
Биополимер	т	782,26									0,1	77,4
ПАЦ ВВ	т	438,14									0,3	145,0
Инкапсулятор	т	375,81									0,3	124,4
Мраморная крошка	т	53,68									44,7	2397,3
Drill Free	т	88,63									3,3	293,2
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8749,8		315,0		4171,9		12827,8		32676,6	
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>												
490,0 (19 19/64) GRDP545	шт	1985,7			0,1	99,3						
393,7 FD816МН	шт	2965,3					0,2	546,7				
У10-295,3 СТ-4ТК	шт	5687,1							0,4	2203,8		
У8-190,5 СТ-3ТК	шт	6811,5									0,67	4586,4
У9-190,5/80 SC-3Т	шт	7552,1									0,60	4531,3
Калибратор 3-К490,0 СТ	шт	890,54			0,2	178,1						
Калибратор 2-КА385,0 СТК	шт	565,38					0,2	104,2				
Калибратор 1-КА294,0 СТК	шт	415,54							0,4	161,0		
Калибратор 10КСИ187,3 СТК	шт	288,21									0,67	194,1
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		277,393		650,9691		2364,8		9311,7	
Итого по колоннам, руб			8749,752		592,4092		4822,913		15192,6		41988,3	
Всего по сметному расчету, руб							130087,1					

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
<b>Затрат зависящие от времени</b>										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,4	56,3	1,5	195,5	2,0	252,9	2,3	295,0
Социальные отчисления, 30,4%				17,1		59,4		76,9		89,7
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,4	5,1	1,5	17,6	2,0	22,7	2,3	26,5
Социальные отчисления, 30,4%				1,5		5,3		6,9		8,1
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,4	3,3	1,5	11,4	2,0	14,8	2,3	17,2
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,4	110,2	1,5	382,7	2,0	495,2	2,3	577,5
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,4	624,6	1,5	2169,0	2,0	2806,4	2,3	3273,1
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,4	60,5	1,5	210,2	2,0	272,0	2,3	317,2
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,4	3,9	1,5	13,5	2,0	17,4	2,3	20,3
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,4	73,8	1,5	256,2	2,0	331,5	2,3	386,7
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,4	8,0	1,5	27,9	2,0	36,0	2,3	42,0
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,4	14,8	1,5	51,3	2,0	66,4	2,3	77,5
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2
Башмак колонный БК-426	шт	142,57	1,0	142,6						
Башмак колонный БК-339	шт	74,77			1,0	74,8				
Башмак колонный БК-245	шт	56,93					1,0	56,9		
Башмак колонный БК-168	шт	80,7							1,0	80,7
Центратор ЦПЦ-426/390	шт	41,8	4,0	167,2						
Центратор ЦПЦ-324/394	шт	34,6			24,0	830,4				
Центратор ЦПЦ-245/295	шт	19,4					48,0	931,2		
Центратор ЦПЦ-146/191	шт	16,5							73,0	1204,5
ЦОКД-426	шт	398,94	1,0	398,9						
ЦОКД-339	шт	113,1			1,0	113,1				

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦКОД-245	шт	105					1,0	105,0		
ЦКОД-146	шт	101							1,0	101,0
Продавочная пробка ПП-426-490	шт	126,4	1,0	126,4						
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	59,15			1,0	59,2				
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	30,12					1,0	30,1		
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	21,5							1,0	21,5
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт	2845	1,0	2845,0						
Головка цементировочная ГЦУ-339	шт	2550			1,0	2550,0				
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0		
Головка цементировочная ГЦУ-146	шт	1936							1,0	1936,0
Итого затрат зависящих от времени, руб			4724,9		7175,3		8038,5		8638,7	
<b>Затрат зависящие от объема работ</b>										
Обсадные трубы 426x10 Д	м	37,21	20,0	744,2						
Обсадные трубы 339x8,5 Д	м	28,53			610,0	17403				
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	19,8					1850,0	36630,0		
Обсадные трубы 146x10,7; 146x7,7 Д	м	13,1							2980,0	39038
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,9	25,9	694,4				
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100	т	29,95					14,1	422,3	19,6	586,4
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-IIIоб(5)-100	т	32					26,5	848,0	14,0	447,7
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			1399,0		19489,77		40257,34		42417,246	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			103563,4							
Всего по сметному расчету, руб			132140,8							



Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	<b>Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины</b>		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	63 495	5 008 522,04
	<b>Итого по главе 1</b>	<b>63 495</b>	<b>5 008 522,04</b>
2	<b>Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования</b>		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	78 480	6 190 549,49
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	895 373,69
	<b>Итого по главе 2</b>	<b>89 831</b>	<b>7 085 923,18</b>
3	<b>Глава 3. Бурение и крепление скважины</b>		
3.1	Бурение скважины	130 087	10 261 349,90
3.2	Крепление скважины	132 141	10 423 349,14
	<b>Итого по главе 3</b>	<b>262 228</b>	<b>20 684 699,04</b>
4	<b>Глава 4. Испытание скважины на продуктивность</b>		
4.1	Испытание на продуктивность	8 609	679 072,05
	<b>Итого по главе 4</b>	<b>8 609</b>	<b>679 072,05</b>
5	<b>Глава 5. Промыслово-геофизические работы</b>		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	29 792	2 350 014,82
	<b>Итого по главе 5</b>	<b>29 792</b>	<b>2 350 014,82</b>
6	<b>Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время</b>		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	8 280	653 100,04
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	613	48 377,78
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 561 253,08
	<b>Итого по главе 6</b>	<b>41 363</b>	<b>3 262 730,90</b>
	<b>ИТОГО прямых затрат</b>	<b>495 318</b>	<b>39 070 962,04</b>
7	<b>Глава 7. Накладные расходы</b>		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	99 064	7 814 192,41
	<b>Итого по главе 7</b>	<b>99 064</b>	<b>7 814 192,41</b>
8	<b>Глава 8. Плановые накопления</b>		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	47 551	3 750 812,36
	<b>Итого по главе 8</b>	<b>47 551</b>	<b>3 750 812,36</b>
	<b>ИТОГО по главам 1-8</b>	<b>641 932</b>	<b>50 635 966,80</b>

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4
9	<b>Глава 9. Прочие работы и затраты</b>		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	157 273	12 405 811,87
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	28 245	2 227 982,54
9.3	Северные надбавки 2,98%	19 130	1 508 951,81
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	9 960 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 670 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	32 500,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	48 590,00
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600,00
9.11	Перевозка вахт	-	112 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	28 440,00
	<b>Итого прочих работ и затрат</b>	<b>204 648</b>	<b>34 976 176,22</b>
	<b>ИТОГО по гл 1-9</b>	<b>846 580</b>	<b>85 612 143,01</b>
10	<b>Глава 10</b>		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 284	101 271,93
	<b>Итого по главе 10</b>	<b>1 284</b>	<b>101 271,93</b>
12	<b>Глава 12</b>		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	42 393	4 086 905,75
	<b>Итого по главе 12</b>	<b>42 393</b>	<b>4 086 905,75</b>
<b>ИТОГО</b>		<b>1 028 247</b>	<b>890 257</b>
<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>			<b>89 800 320,69</b>
<b>НДС</b>			<b>16 164 057,72</b>
<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>			<b>105 964 378,42</b>

## Приложение Г

### Социальная ответственность

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

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень вибрации		+	+	ГОСТ 12.1.012-2004
Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ Р ИСО 9612-2013 ГОСТ 12.1.003-83
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
Повышенная загазованность рабочей зоны		+	+	ГОСТ 12.1.005-88 СНиП 2.04.05-91 ГОСТ 12.4.041-2001
Движущиеся части и механизмы		+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.4.026-2001