

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2820 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m2820)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Михалчан Кэлин		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.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	—		

Томск – 2021 г.

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 современных <i>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</i> тематике, 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 составления <i>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:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Михалчан Кэлин

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2820 метров на газовом месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины: (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); • Углубление скважины: (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); • Проектирование процессов заканчивания скважин: (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки; • Виброгаситель-калибратор.
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд)

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

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Михалчан Кэлин		

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)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	40
14.05.2021	3. Виброгаситель-калибратор	15
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Михалчан Кэлин

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.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б6Б	Михалчан Кэлин		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Михалчан Кэлин

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3830 метров на газовом месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
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:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – 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.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	2.1. Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве разведочной вертикальной 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.
3. Экологическая безопасность:	3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду/ 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте. 4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС, разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.

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

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	Михалчан Кэлин		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 107 страниц, 13 рисунков, 54 таблицы, 37 источников 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, виброгаситель, калибратор.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3830 метров на газовом месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3830 метров на газовом 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 виброгаситель-калибратор.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

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

Сокращения

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

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	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ ...	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
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	19
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	19
2.2.1 Выбор способа бурения	19
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	20
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	20
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	21
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	22
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	23
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.....	31
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	34
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины.....	34
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	34
2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	35
2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	37

2.3.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	40
2.3.2	Технологическая оснастка обсадных колонн.....	40
2.3.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	41
2.3.3.1	Обоснование способа цементирования.....	41
2.3.3.2	Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	42
2.3.3.3	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	42
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	44
2.3.4.3	Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	45
2.3.4.4	Выбор типа пластоиспытателя	46
2.3.4.5	Выбор типа фонтанной арматуры	46
2.4	Выбор буровой установки.....	47
3	ВИБРОГАСИТЕЛЬ-КАЛИБРАТОР	48
3.1	Вибрация. Классификация и воздействие на человека	49
3.2	Вибрация бурового снаряда, методы борьбы с ней.....	51
3.3	Виброгаситель – калибратор. Основные характеристики	54
3.4	Сущность изобретения «виброгаситель-калибратор».....	57
3.5	Принцип работы виброгасителя-калибратора.....	59
3.6	Заключение	63
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	64
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления ООО «РН-Бурение».....	64
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия	64
4.1.2	Организационная структура предприятия.....	64
4.2	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины ..	65

4.3 Линейный календарный график выполнения работ	67
4.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли.....	68
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	69
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	69
5.2 Производственная безопасность.....	70
5.3 Экологическая безопасность.....	74
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
Список использованной литературы.....	80
Приложение А	84
Приложение Б.....	90
Приложение В.....	96
Приложение Г	106

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании разведочных скважин зачастую приходится сталкиваться с недостатком информации о разрезе. Таким образом, последующее бурение данной скважины сопряжено с повышенным риском. Для того, чтобы сократить вероятность аварий и осложнений, в процессе проектирования закладываются превентивные мероприятия, способствующие предотвращению осложнений, а также мероприятия для изучения пластов – отбор керна.

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Породы преимущественно мягкие с прослойками средних на верхних интервалах и средней твердости на более глубоких.

Разрез представлен тремя продуктивными газонасыщенными пластами.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3830 м на газовом месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

В работе рассматривается возможность использования виброгасителя-калибратора для повышения технико-экономических показателей бурения за счет снижения вибрационной нагрузки на элементы компоновки низа бурильной колонны.

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, 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		Горного, МПа на м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	
Q	0	100	0,0100	0,0100	0,0160	0,0160	0,0187	0,0187	-2
P ₃ ¹ atl	100	150	0,0100	0,0100	0,0160	0,0160	0,0190	0,0190	-1
P ₂₋₃	150	200	0,0100	0,0100	0,0160	0,0160	0,0194	0,0194	-0.5
P ₂ ² llv	200	300	0,0100	0,0100	0,0160	0,0160	0,0199	0,0199	-0.5
Pg ₁ tb	300	580	0,0100	0,0100	0,0170	0,0170	0,0196	0,0196	2
K ₂ gn	580	860	0,0100	0,0100	0,0170	0,0170	0,0196	0,0196	4
K ₂ br	860	1100	0,0100	0,0100	0,0170	0,0170	0,0197	0,0197	24
K ₂ kz	1100	1150	0,0100	0,0100	0,0170	0,0170	0,0205	0,0205	54
K ₂ +K ₁ pk	1150	2070	0,0100	0,0100	0,018	0,018	0,0205	0,0205	87
K ₁₋₂ tn	2070	2912	0,0118	0,0118	0,018	0,018	0,0220	0,0220	101
K ₁ sr	2912	3754	0,0100	0,0100	0,019	0,019	0,0222	0,0222	101
K ₁ b	3754	4130	0,0166	0,0166	0,019	0,019	0,0222	0,0222	110

1.2 Характеристика нефтегазоводонности месторождения

Характеристика нефтегазодонности месторождения представлены в таблице 1.2. Характеристики водонности представлены в приложении А.4.

Таблица 1.2 – Характеристика газонности

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
от	до				
3546	3600	поровый	0,796	4000	100
3635	3694	поровый	0,775	40000	100
3754	3790	поровый	0,788	50000	100

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, обвалы и осыпи стенок скважины, нефтегазоводопроявление представлены в приложениях А5–А7.

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

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

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

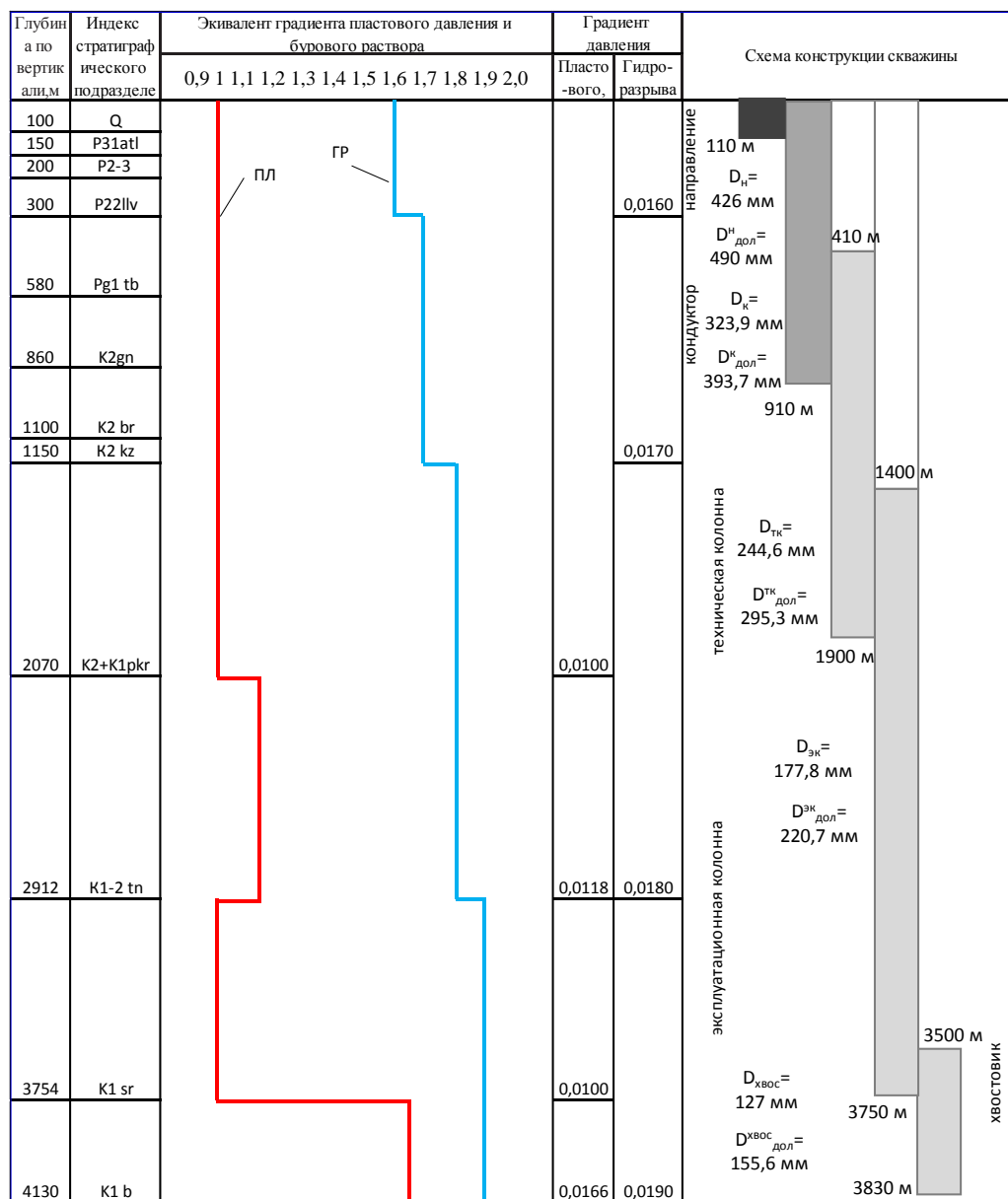


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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 моей скважине 100 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 110 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. Кондуктор спускается для перекрытия осложненных интервалов. Обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей среды. Кондуктор служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Исходя из возможных осложнений, было принято решение спускать кондуктор с перекрытием этой на 50 м, т.е. глубина спуска 910 м превышает минимальную глубины спуска для недопущения гидроразрыва (Таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	$K_1(AC_{10})$	$K_1(AC_{11})$	$K_1(AC_{12})$
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	3546	3635	3754
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,100	0,100	0,166
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,18	0,18	0,19
Относительная плотность газа по воздуху, ($\gamma=$)	0,796	0,775	0,788
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	354,6	363,5	623,164
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ($P_{гр}$)	333	342	665
Значение параметра e^s	1,14	1,14	1,02
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	309,76	317,70	610,81
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	1850	1900	3500
Требуемый запас	1,08	1,08	1,09
Принимаемая глубина, м	3500		

По условия недопущения гидроразрыва проектируется техническая колонна до глубины 1900 м.

Эксплуатационную колонну спускают до кровли первого продуктивного пласта для недопущения гидроразрыва пласта. ЭК спускаем до глубины 3750 м.

Хвостовик проектируется при наличии в разрезе нескольких пластов с нормальным давлением и одного нижнего с АВПД (при увеличенном градиенте пластового давления нижнего пласта в сравнении с верхним более, чем на $0,011 \text{ кгс/см}^2$ на м). В данном случае расчет кондуктора на условие предотвращения гидроразрыва ведётся для пластов с нормальным давлением для сокращения глубины спуска кондуктора, а эксплуатационная колонна рассчитывается на условие недопущения гидроразрыва пород у башмака колонны для пласта с АВПД. Хвостовик же спускается в зону продуктивного пласта с перекрытием эксплуатационной колонны в соответствии с правилами безопасности. Спуск хвостовика в интервале 3500–3830 м. (40 м под ЗУМППФ).

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 110 м.

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

Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 410-1900 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1400-3750 м.

В случае цементирования хвостовика высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения подвешного устройства. ИЗЦ 3500-3830 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр хвостовика равный 127 мм. Для данного диаметра хвостовика соответствует долото диаметром 155,6 мм.

Диаметр эксплуатационной колонны составляет 177,8 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 220,7 мм.

Диаметр технической колонны составляет 244,5 мм. Для данного диаметра технической колонны соответствует долото диаметром 295,3 мм.

Диаметр кондуктора составляет 323,9 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

Диаметр колонны составляет 426 мм, а диаметр долота 490 мм.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 56,21 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП6-350/80х70 (350 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 70 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК2-70-178х245х324 К1 ХЛ (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. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колону выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей. Под интервал хвостовика выбирается роторный способ бурения в связи с высокой требуемой плотностью бурового раствора. 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	110	Роторный
110	910	ВЗД
910	1900	ВЗД
1900	3750	ВЗД
3790	3830	Роторный
3545	3600	Роторный
3635	3695	Роторный
3750	3790	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, эксплуатационную колонны и хвостовик, 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		0-110	110-910	910-1900	1900-3750	3790-3830	3545-3600	3635-3695	3750-3790
Шифр долота		490,0 (19 19/64) GRD3 11	БИТ 393,7 В 419 TCP	БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	БИТ 220,7 В 613 УН.30	БИТ 155,6 ВТ 613 Н.10	БИТ 220,7/1 00 В 613 EC	БИТ 220,7/1 00 В 613 EC	БИТ 155,6/6 7 В 613.01
Тип долота		Ша-рош.	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	220,7	155,6	220,7	220,7	155,6
Тип горных пород		МС	МС+М	М+МС +С	С	С	С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 171	3 152	3 117	3 88	3 161	3 161	МК 124x4x 1:16 Сп
	API	7 5/8	6 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2	-	-	-
Длина, м		0,5	0,45	0,39	0,38	0,28	0,2	0,2	0,2
Масса, кг		275,7	150	110	75	24	22	22	17
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	10–25	5–12	2–10	2–10	2–10	2–5	2–5	2–5
Нагрузка, тс (G)	Максимальная	30	15	12	12	12	6	6	6
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40–600	80–400	80–440	60–400	60–320	60–120	60–120	60–120
Частота вращения, об/мин (n)	Максимальная	600	400	440	400	400	120	120	120

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	0-110	110-910	910-1900	1900-3750	3790-3830
Исходные данные					
Диаметр долота, см (D_d)	49	39,37	29,53	22,07	15,56
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	30	15	12	12	12
Результаты проектирования					
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	24	12	9,6	9,6	9,6
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	8	8	9	9	7

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам, вследствие наличия мягко-средних пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. 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	0-110	110-910	910-1900	1900-3750	3790-3830	
Исходные данные						
Скорость, м/с (V_l)	3	2	2	2	1,5	
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	490	393,7	295,3	220,7	155,6
Результаты проектирования						
Частота вращения n_1 , об/мин	117	97	129	173	184	
Статистическое значение частоты вращения $n_{стат}$, об/мин	40-60	100-160	100-180	140-200	120-220	
Частота вращения $n_{проект}$, об/мин	60	130	130	170	180	

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 (0-110 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по

сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин.

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. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.6.

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 50 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 50 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 16 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента.

Таблица 2.6 – Расход бурового раствора.

Интервал, м	0-110	110-910	910-1900	1900-3750	3790-3830
Исходные данные					
Диаметр долота, м (D_d)	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)	0,65	0,5	0,4	0,3	0,3
Коэффициент кавернозности (К _к)	1,4	1,39	1,2	1,10	1,07
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,12	0,11	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30	25	25
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бр}$)	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0238	0,0127	0,0119	0,0056	0,0048
Число насадок (n)	3	6	5	8	6
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кмин}$)	0,5	0,5	0,75	1	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,121	1,121	1,07	1,263	1,777
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ ($\rho_{п}$)	1,9	2,05	2,2	2,3	2,4
Результаты проектирования					
Расход, л/с, Q1	123	61	27	11	6
Расход, л/с, Q2	108	70	39	17	5
Расход, л/с, Q3	88	55	42	26	6
Расход, л/с, Q4	42	45	35	26	17
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	42-123	45-70	27-42	11-26	5-17
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	50	50	32	16

где Q₁ – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с; Q₂ – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с; Q₃ – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с; Q₄ – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

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		0-110	110-910	910-1900	1900-3750	3790-3830
Исходные данные						
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	490	393,7	295,3	220,7	155,6
Нагрузка, кН (G_{oc})		49	78	78	88	88
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования						
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		-	315	236	177	-
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		-	4022	3409	2581	-
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		-	197	148	110	-
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		-	49	37	28	-

Для интервалов бурения 110-910 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240М.7/8.41 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервалов бурения 910-1900 метров (интервал бурения под техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240М.7/8.41 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 1900-3750 метров (интервал бурения под эксплуатационную колонну) проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178М.6/7.62, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних 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
Д-240М.7/8.41	110-910 910-1900	240	8,545	1886	30-50	84-144	13,0-16,0	90-191
ДГР-178М.6/7.62	1900-3750	178	7,984	1074	25-35	156-210	9,6-11,8	115-193

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 переводников.

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1–Б8.

Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате.

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

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

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

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{156,6}{123,4} = 1,27 > 1,15;$$

$$N_{400} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{164,7}{123,4} = 1,33 > 1,15.$$

Табличное значение $Q_{ТК}$ для труб 89 мм группы прочности «Л» с толщиной стенки 9,35 мм составляет 126 и 131 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{mk-300} = 126 \cdot 0,9 = 113,4 \text{ т};$$

$$Q_{mk-400} = 131 \cdot 0,9 = 117,9 \text{ т}.$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{113,4}{85,3} = 1,33 > 1,15;$$

$$N_{400} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{117,9}{85,3} = 1,38 > 1,15.$$

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)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	110	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	71,8	2,294	10,49	1,52	9,42	>10	>10
бурение	110	910	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	862	27,53	36,18	0,83	4,44	4,32	4,55
бурение	910	1900	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	1853	59,19	67,73	1,39	2,66	2,31	2,43
бурение	1900	3750	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	3699	118,14	125,96	1,80	1,54	1,24	1,30
бурение	3750	3830	ПК 89х9	89	Л	9,35	3-102	3726	78,54	86,16	2,27	1,78	1,31	1,36

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:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (2.1)$$

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 $L < 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,10$, при $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$)

$P_{\text{пл}}$ – 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:

Направление, интервал 0-110м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,1 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81} = 1121 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Кондуктор, интервал 110-910:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,1 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81} = 1121 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Техническая колонна, интервал 910-1900м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,05 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81} = 1070 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 1900-3750м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,05 \cdot 0,0118 \cdot 10^6}{9,81} = 1263 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Хвостовик, интервал 3750-3830м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,05 \cdot 0,0166 \cdot 10^6}{9,81} = 1777 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под направление

При бурении интервала под направление 0–110 м в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород, прихваты, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, поглощение, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бentonитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые 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 бентонитового раствора представлен в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Название материала
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1	Каустическая сода
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50	Глина ПБМБ
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1	Кальцинированная сода
Утяжелитель	Регулирование плотности	125,36	Барит
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1	ФХЛС

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

Таблица 2.11 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,121
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под кондуктор и техническую колонну

Для бурения интервалов 110–910 м под кондуктор и 910–1900 под техническую колонну рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин, в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдо пластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
ПАЦ ВТ	0,4
ПАВ	1
ПАЦ НТ	0,12
Лубрекс	5
Барит	125,36 (кондуктор), 54,87 (техн. колонна)

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,121 (кондуктор), 1,07 (техн. колонна)
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик

В интервале бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик так же присутствует наличие глин в разрезе, что неблагоприятно отразится на стволе скважины при длительном времени бурения. Возможны осложнения в виде сужения ствола скважины, набухания, так же на данных интервале в зоне продуктивных пластов возможны поглощения бурового раствора и ГНВП. Данные проблемы решаются с использованием ингибирующего бурового раствора.

Ингибирующие растворы предназначены для бурения скважин в глинистых и глинодержащих породах, теряющих устойчивость, и способных к диспергированию при взаимодействии с дисперсионной средой обычных буровых растворов на водной основе.

Состав ингибирующего раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик представлен в таблице 2.14. Технологические свойства базового неутяжеленного ингибирующего раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.14 – Компонентный состав ингибирующего раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м³
Кальцинированная сода	1
Каустическая сода	1
Барит	234,06 (экл. колонна), 1174,98 (хвостовик)
ПАЦ ВТ	2
Пеногаситель	0,2
ПАЦ НТ	0,12
Лубрекс	4
DUO-VIS	35
POTASSIUM CHLORIDE	50

Таблица 2.15 – Технологические свойства ингибирующего раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,263 (эксл. колонна), 1,777 (хвостовик)
Условная вязкость, с	30-50
Пластическая вязкость, сПз	10-20
ДНС, дПа	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
рН	9-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые 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 2.16, 2.17, 2.18.

Таблица 2.16 – 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 ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	110	БУРЕНИЕ	0,183	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	86,9	230,5
Под кондуктор									
110	910	БУРЕНИЕ	0,384	0,042	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11	89,8	273,4
Под техническую колонну									
910	1900	БУРЕНИЕ	0,736	0,075	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	12	90,5	265,3
Под эксплуатационную колонну									
1900	3750	БУРЕНИЕ	1,088	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	8	79,6	151,2
Под хвостовик									
3750	3830	БУРЕНИЕ	1,859	0,088	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	72,8	93,4

Таблица 2.17 – 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 цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	110	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	95	160	290,7	1	80	23,04	46,08
110	910	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	95	150	334,4	1	100	25,6	51,2
910	1900	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	95	150	334,4	1	100	25,6	51,2
1900	3750	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	1	95	150	334,4	1	125	32	32

3750	3830	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	1	95	140	387,6	1	75	16,8	16,8
------	------	---------	----------	---	----	-----	-------	---	----	------	------

Таблица 2.18 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	110	БУРЕНИЕ	64,4	50,0	0,0	4,3	0,1	10
110	910	БУРЕНИЕ	184,7	53,4	75,0	45,2	1,1	10
910	1900	БУРЕНИЕ	219,6	51,8	75,0	78,6	4,2	10
1900	3750	БУРЕНИЕ	238,2	47,3	88,0	73,8	19,2	10
3750	3830	БУРЕНИЕ	367,4	55,6	0,0	266,3	40,4	5,1

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:

- 3545-3600 м;
- 3635-3695 м;
- 3750-3790 м.

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

В таблице 2.19 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.19 – 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
3545-3600	СК-178/100«ВОСТОК».3/6	2-5	20-40	15-20
3635-3695				
3750-3790	СК-121/66,7 «СИБИРЬ».2/9	1-3	20-40	10-12

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1450	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1850
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	-	Глубина скважины, м	3830
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1400	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	310
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	20	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	-

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 2.2-2.5 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

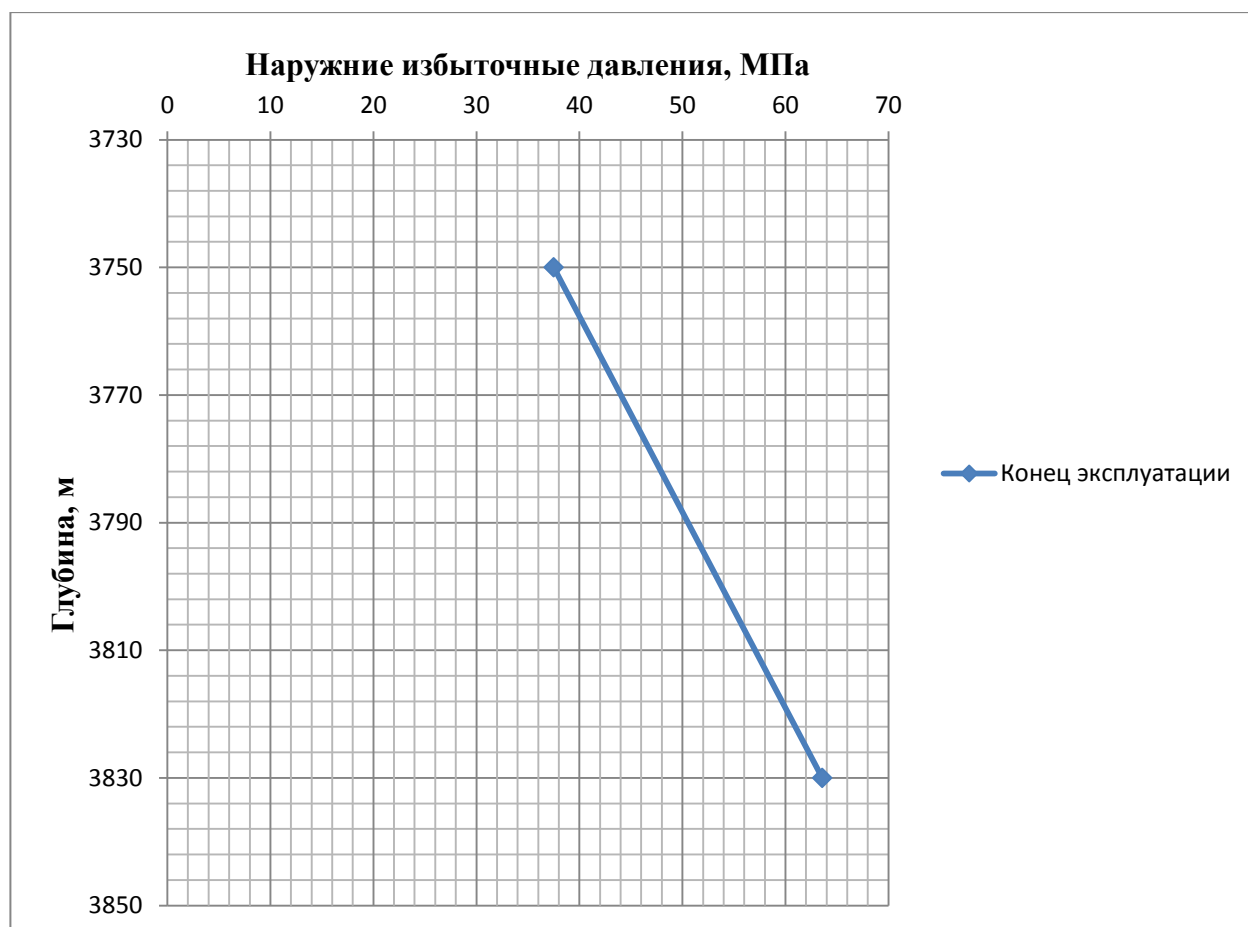


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

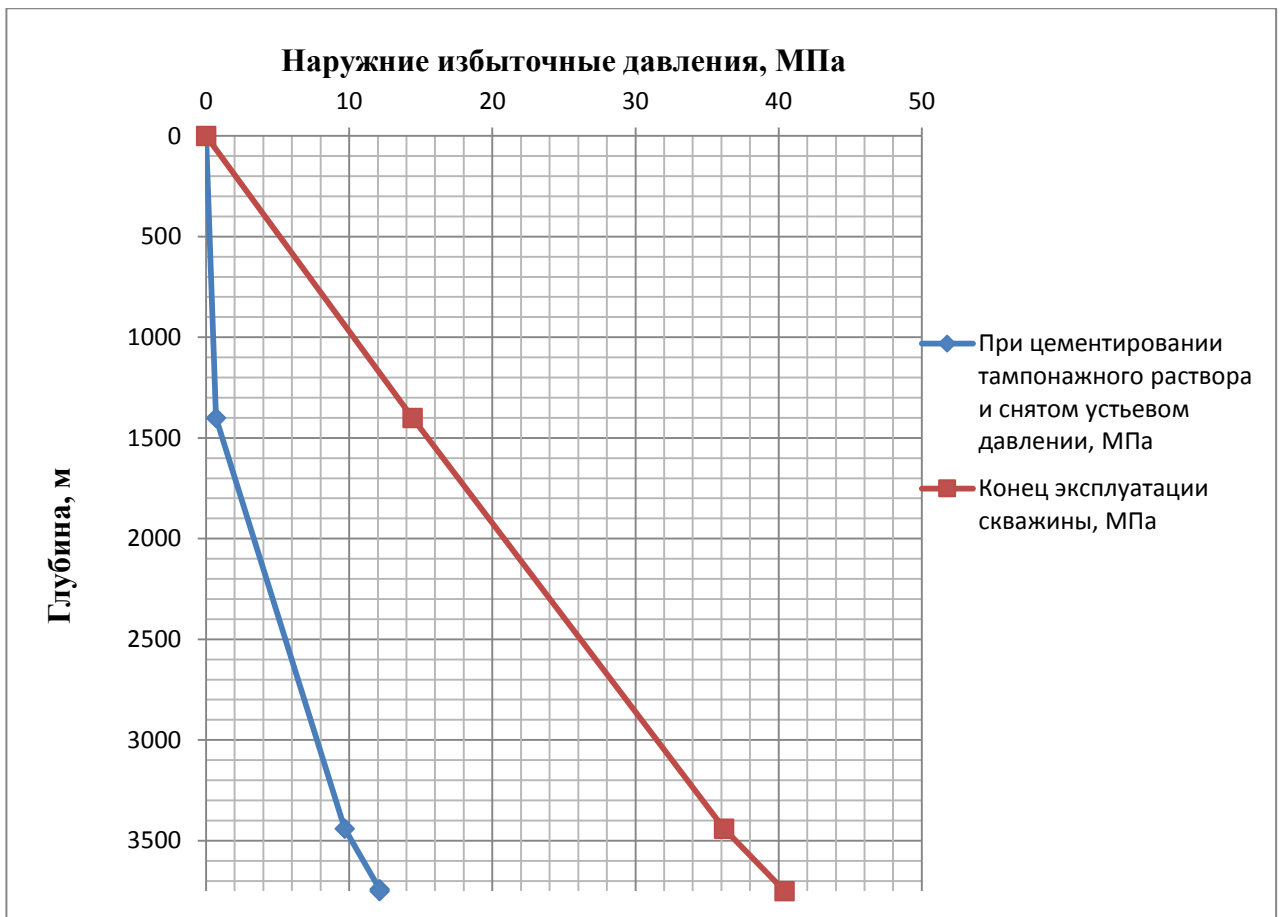


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

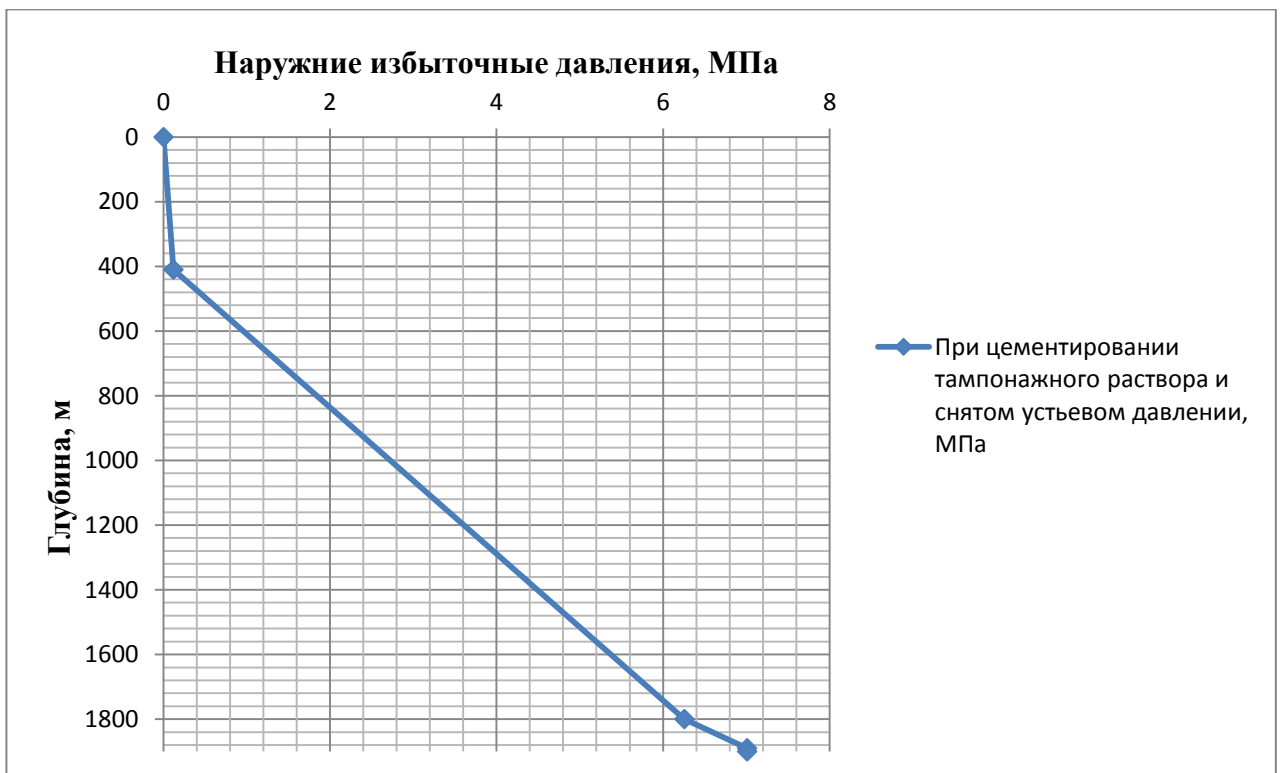


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

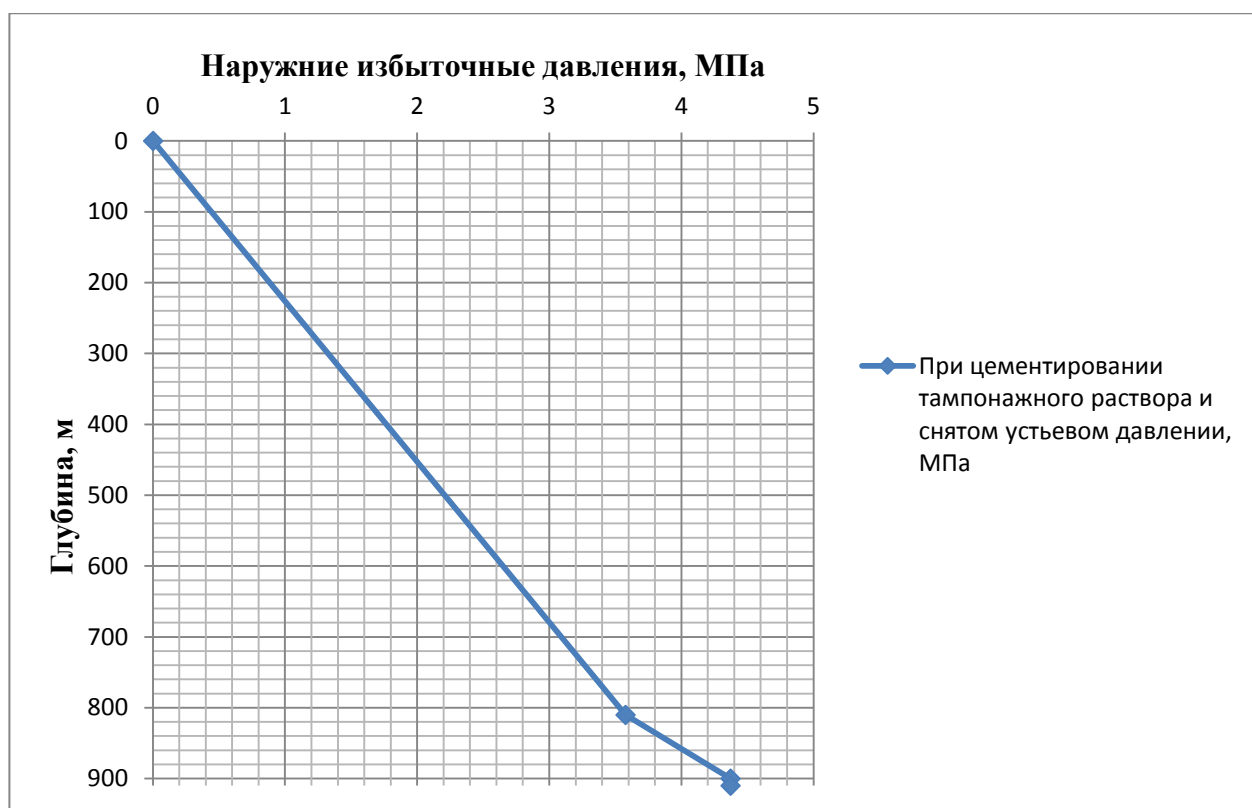


Рисунок 2.5 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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 2.6-2.9 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

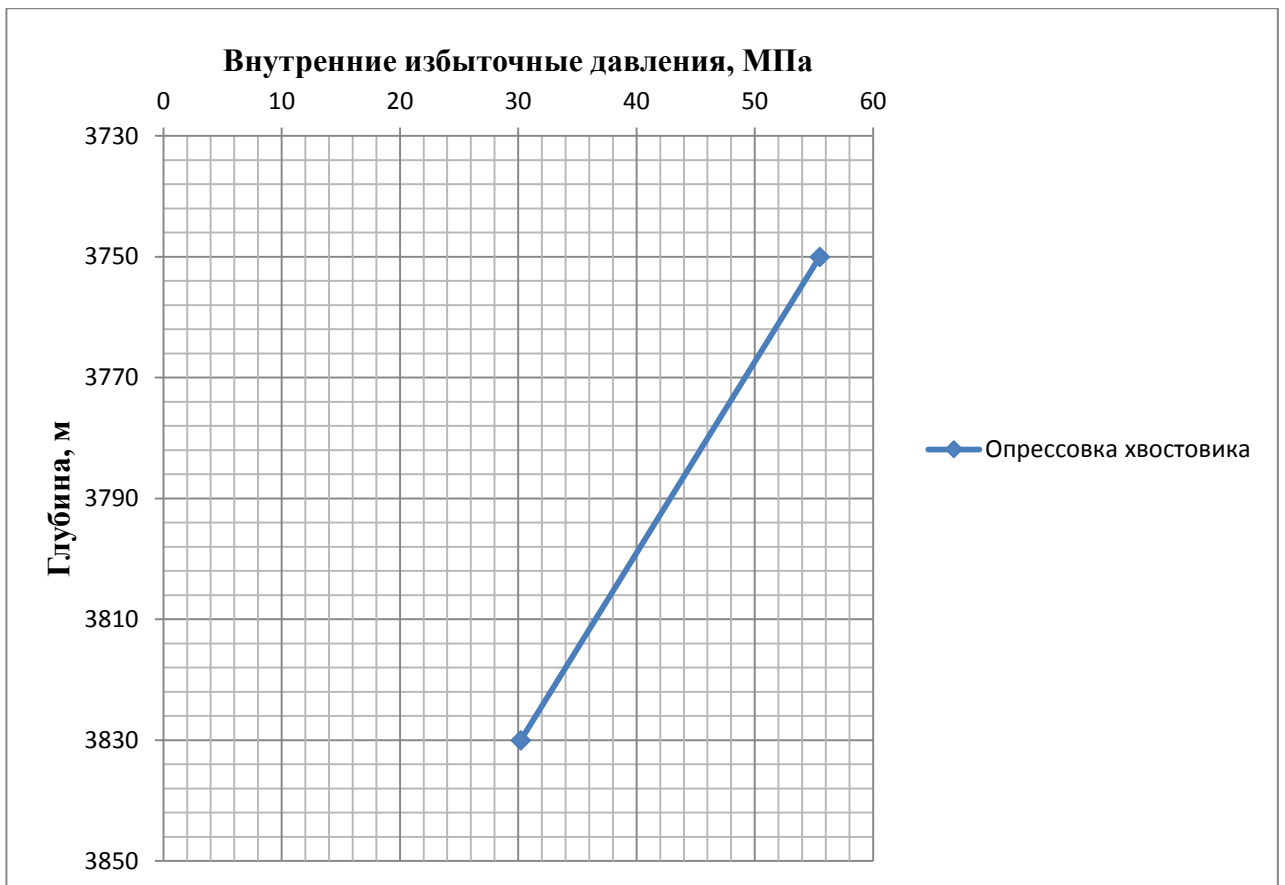


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика

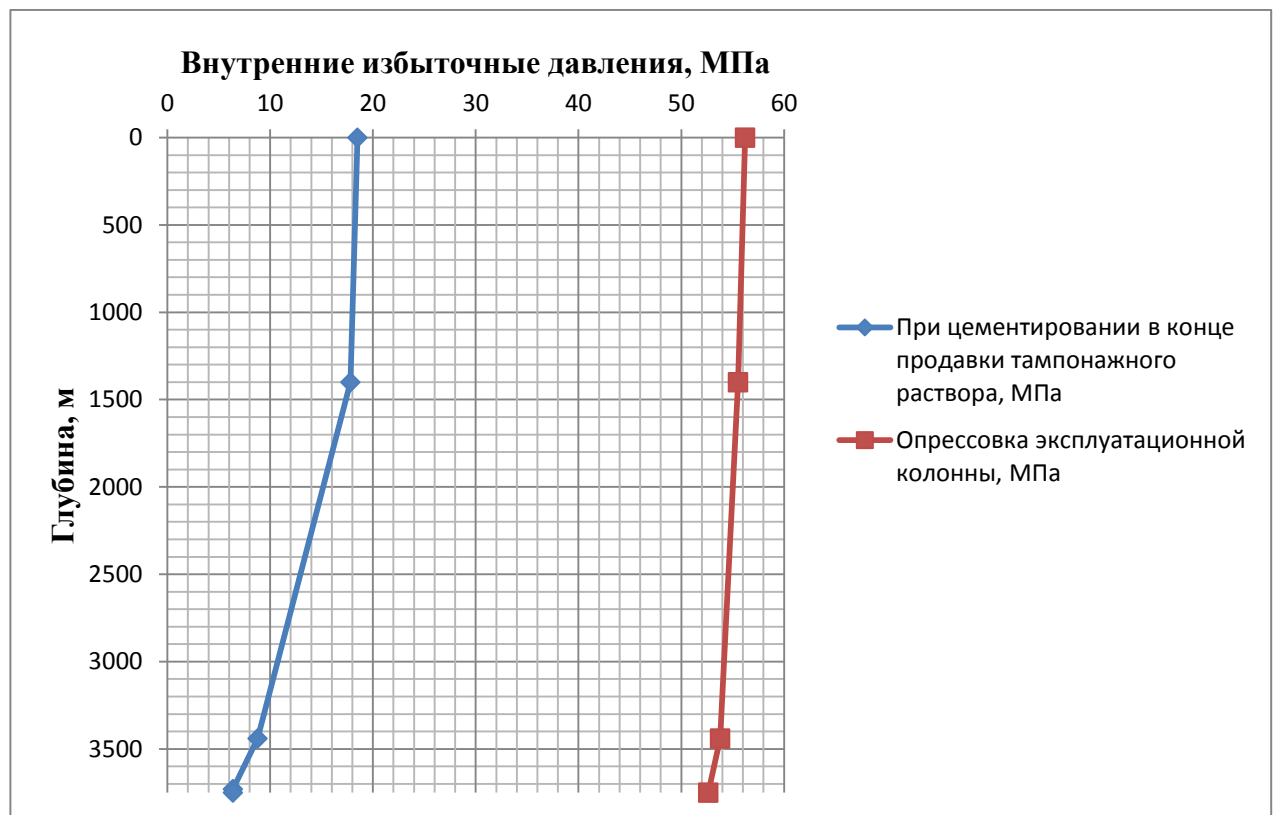


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

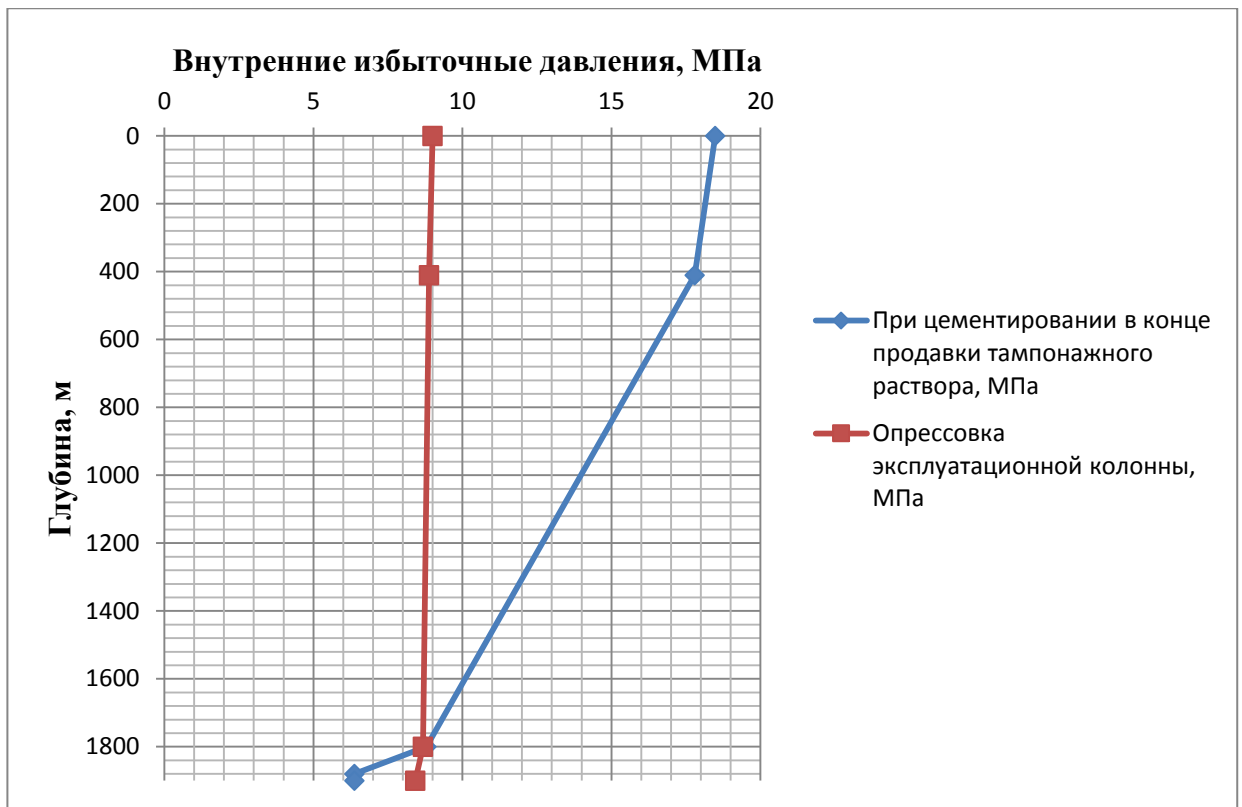


Рисунок 2.8 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

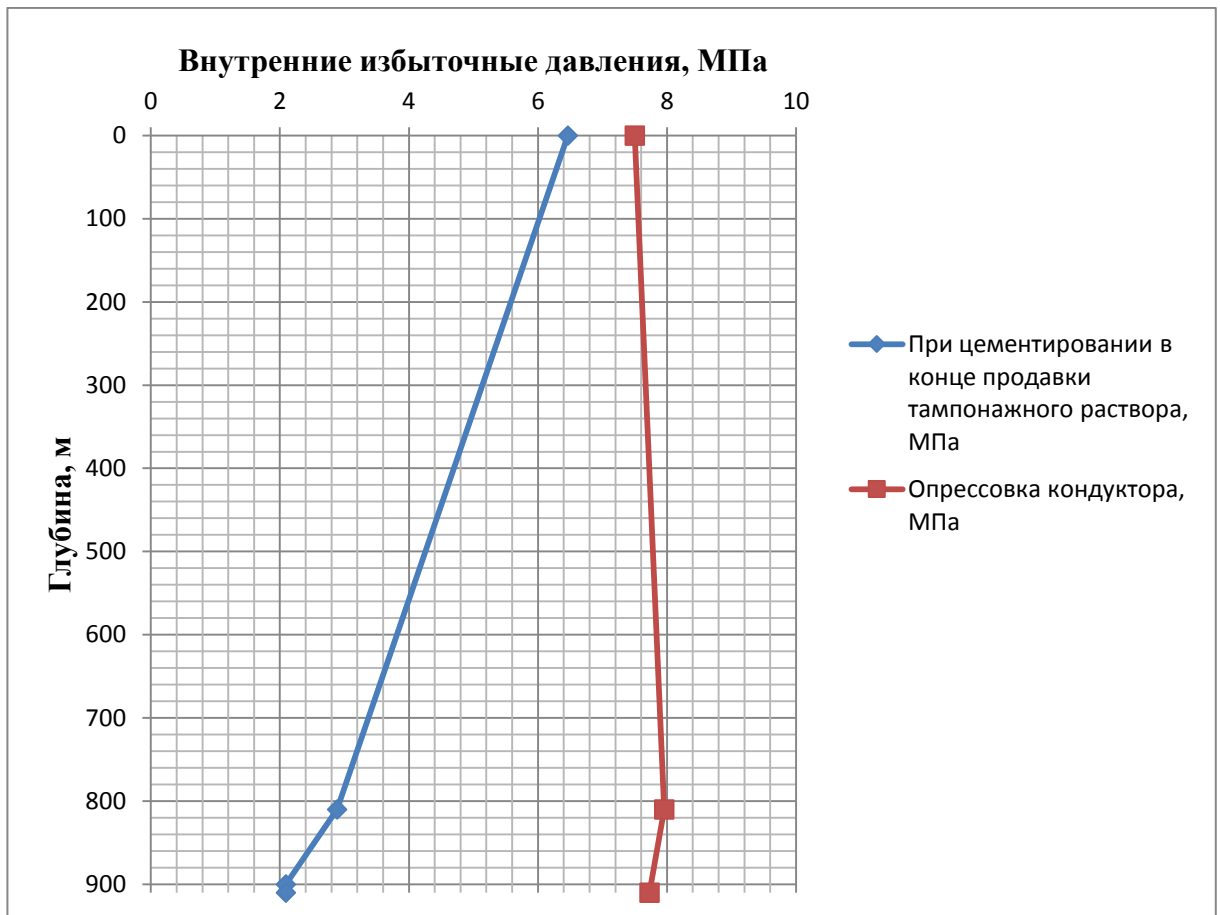


Рисунок 2.9 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	110	104,4	11048,4	11048,4	0-110
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	910	67,2	61152	61152	0-910
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1900	47,2	89680	89680	0-1900
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Е	11,5	260	47,3	12298	192033	3490-3750
1	ОТТГ	Е	12,7	3490	51,5	179735		0-3490
Хвостовик								
1	ОТТГ	Е	10,7	330	30,7	10131	10131	3500-3830

2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	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
Хвостовик, 127 мм	БКМ-127 («Уралнефтемаш»)	3830	3830	1	1
	ЦКОД-127 («Уралнефтемаш»)	3820	3820	1	1
	ЦПЦ-127/155,6 («НефтьКам»)	3500	3750	12	21
		3750	3820	9	
	ЦТ 178/220 («НефтьКам»)	3750	3800	5	5
	ПРП-Ц-В-127 («Уралнефтемаш»)	3810	3810	1	1
ПРП-Ц-Н-127 («Уралнефтемаш»)	3820	3820	1	1	

Продолжение таблицы 2.22

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	3750	3750	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	3740	3750	2	2
	ЦПЦ-178/220 («НефтьКам»)	0	1900	41	104
		1900	3540	46	
		3540	3600	6	
		3600	3630	1	
		3630	3700	7	
	ЦТ 178/220 («НефтьКам»)	3700	3750	3	30
		1800	2070	13	
		3530	3610	8	
ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	3620	3710	9		
ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	3730	3730	1	1	
ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	3740	3740	1	1	
Техническая, 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1900	1900	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1890	1890	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	910	20	50
		910	1900	30	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1890	1890	1	1	
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	910	910	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	900	900	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	110	7	32
		110	910	25	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	900	900	1	1	
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	110	110	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	100	100	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	110	5	5
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	100	100	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:

$$R_{гскп} + R_{гдкп} \leq 0,95 * R_{гр}, \quad (2.2)$$

Поскольку $53,67 \leq 67,69$ 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 2.23.

Таблица 2.23 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,123	1030	1,02	МБП-СМ	71,4
			4,1	МБП-МВ	61,5
Продавочная жидкость	70,19	1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	34,72	1450	30,2	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	23897
				НТФ	14,24
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,37	1850	3,32	ПЦТ-II-150	7151
				НТФ	2,2

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:

$$m_2 = G_{сyx} / G_б, \quad (2.3)$$

Где $G_{сyx}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;
 $G_б$ – 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

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 газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.3.4.2 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. Для достижения высоких плотностей жидкостей глушения применяются бромиды, например, бромид кальция CaBr₂.

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

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \text{ кг/м}^3, \quad (2.4)$$
$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,0166 \cdot 10^6}{9,81} = 1777 \text{ кг/м}^3.$$

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 $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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:

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внЭК} + V_{внхв}) = 2 * (68,5 + 2,9) = 142,8 \text{ м}^3 \quad (2.7)$$

Где $V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ;

$V_{внЭК}$ – внутренний объем ЭК, 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.

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

Вид перфорации указан в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
36	НКТ	Кумулятивная	ПКТ73У («ВНИПИ Взрыв геофизика»)	20	1 (Максимальная длина перфоратора 150 м при спуске на НКТ)

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 АФ6-80/65x70.

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 2.25 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

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

Выбранная буровая установка БУ - 4000/250 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	123,44	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	150 >123,44
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	192,03	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	225 > 192,03
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	160,5	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	250/160,5= 1,56 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	250		

3 ВИБРОГАСИТЕЛЬ-КАЛИБРАТОР

Среди достаточно большого количества вредных и опасных факторов, воздействующих на человека, есть такие, с которыми человек сталкивается ежедневно. К таким факторам относятся виброакустические, в число которых входит вибрация. Эксплуатация современных машин и оборудования сопровождается значительным уровнем виброакустических факторов.

Источниками вибрации в жилых и общественных зданиях являются инженерное и санитарно-техническое оборудование, а также промышленные установки и транспорт (метрополитен мелкого заложения, тяжелые грузовые автомобили, железнодорожные поезда, трамваи), создающие при работе большие динамические нагрузки, которые вызывают распространение вибрации в грунте и строительных конструкциях зданий. Вибрации часто являются также причиной возникновения шума в помещениях зданий.

Следовательно, с вибрацией мы встречаемся на рабочих местах в производственных помещениях, на транспорте (автомобили, электрички, метро и пр.), в быту и поэтому необходимо представлять особенности ее вредного воздействия на организм человека, методы и средства защиты от нее.

С точки зрения безопасности труда виброакустические факторы, и в частности, вибрация являются одними из наиболее распространенных вредных производственных факторов. Они занимают 2-ое и 3-е место среди всех профзаболеваний.

Вопросы вибрации являются смежными с проблемой уровня шума, но вибрационное воздействие может быть вызвано и иными источниками, нежели шумовое воздействие, как и пути распространения вибраций (следовательно, и методы борьбы с ними), могут отличаться от методов борьбы с шумом. Это влечет за собой необходимость самостоятельного регулирования решения проблемы защиты от вредных воздействий вибрации [5].

Получение информации о параметрах движения и вибрации при эксплуатации промышленного оборудования, приборов и всевозможных динамических объектов, представляет собой первоочередную задачу при оценке

качества и надежности работы, как отдельных узлов, так и всех установок в целом.

Именно в этом заключается актуальность данной темы. Исследование вибраций и нейтрализующих их приборов позволит выявить влияние колебаний на процесс механической обработки, установить закономерности их возникновения при различных режимах резания. Также это позволит найти эффективные и рациональные методы гашения вибраций, сделать процесс резания более стабильным, увеличить устойчивость всей системы, что повысит качество обрабатываемой поверхности, а, следовательно, скажется на качестве изготавливаемых деталей.

3.1 Вибрация. Классификация и воздействие на человека

Вибрация – вид механических колебаний, возникающих при передаче телу механической энергии от источника колебаний. Согласно ГОСТ 24346-80 «Вибрация. Термины и определения» вибрацией называют движение точки или механической системы, при котором происходит поочередное возрастание и убывание во времени значений, по крайней мере, одной координаты. Вибрация как фактор производственной среды встречается в различных процессах строительного производства. Она используется в ряде технологических процессов: при виброуплотнении, формовании, прессовании, вибрационном бурении, рыхлении, вибротранспортировке и т.д.

Вибрацией сопровождается работа стационарных и передвижных машин, механизмов и агрегатов, в основу действия которых положено вращательное и возвратно-поступательное движение.

Классификация вибраций, воздействующих на человека

Воздействие вибрации на человека классифицируют:

- по способу передачи колебаний;
- по источнику возникновения;
- по направлению действия вибрации;
- по характеру спектра;
- по частотному составу.

По способу передачи на человека различают:

– общую вибрацию, передающуюся через опорные поверхности на тело человека. По ГОСТ 31191.1-2004 «Вибрация и удар. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 1 Общие требования» общая вибрация характеризуется как передаваемая через опорные поверхности на ноги (положение стоя), на ноги, ягодицы и спину (положение сидя) и на все тело в целом (положение лежа), которая может наблюдаться, например, на транспортных средствах, в зданиях и поблизости от работающего оборудования.

– локальную вибрацию, передающуюся через руки человека. По ГОСТ 31192.1-2004. (ИСО 5349-1:2001) «Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 1. Общие требования» Локальную вибрацию следует измерять в направлении осей ортогональной системы координат.

По источнику возникновения вибраций различают:

1) локальную вибрацию передающуюся человеку:

2) общую вибрацию:

2.1. транспортную вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах самоходных и прицепных машин, транспортных средств при движении по местности, агрофонам и дорогам (в том числе при их строительстве). К источникам транспортной вибрации относят: тракторы, самоходные сельскохозяйственные машины (в том числе комбайны); автомобили грузовые (в том числе тягачи, скреперы, грейдеры, катки и т.д.); снегоочистители;

2.2. транспортно-технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах машин, перемещающихся по специально подготовленным поверхностям производственных помещений, промышленных площадок, горных выработок. К источникам транспортно-технологической вибрации относят: экскаваторы (в том числе роторные), краны промышленные и строительные, шахтные погрузочные машины, самоходные бурильные каретки; бетоноукладчики, напольный производственный транспорт;

2.3. технологическую вибрацию, воздействующую на человека на

рабочих местах стационарных машин или передающуюся на рабочие места, не имеющие источников вибрации.

2.4. общую вибрацию в жилых помещениях и общественных зданиях от внешних источников (городского рельсового транспорта и автотранспорта; промышленных предприятий, бетономешалок, дробилок, строительных машин и др.);

2.5. общую вибрацию в жилых помещениях и общественных зданиях от внутренних источников: инженерно-технического оборудования зданий и бытовых приборов (лифты, вентиляционные системы, насосные, пылесосы, холодильники, стиральные машины и т.п.), а также встроенных предприятий торговли (холодильное оборудование), котельных и т.д.

3.2 Вибрация бурового снаряда, методы борьбы с ней

В процессе бурения скважины вращающаяся колонна БТ подвергается действию сил сжатия, центробежных сил и крутящего момента, в результате чего она приобретает форму спирали или стальной пружины, параметры которой – угол закручивания и шаг витков – определяются величиной действующих сил и диаметрами скважины и самих БТ. В такой системе, работающей в динамическом режиме, который характеризуется нестационарностью условий, возникают колебательные движения: крутильные, поперечные и продольные (осевые). По своей природе эти колебания могут быть вынужденными, вызываемыми действием возмущающих сил, и собственными колебаниями колонны. Амплитуда и частота колебаний могут быть разными. При совпадении частоты вынужденных и собственных колебаний наблюдаются резонансные явления – вибрация системы, при которых частота и амплитуда колебаний (вибраций) увеличиваются [9].

Основные причины появления вибрации буровой колонны: ее несбалансированность, наличие больших зазоров между БТ и стенками скважин, частые изменения величины крутящего момента и продольных усилий, действие сил трения, подклинивание или прихваты снаряда, пульсация промывочной

жидкости в циркуляционной системе, неоднородность разбуриваемых пород и др.

Установлено, что продольные и крутильные колебания в значительной степени зависят от режима работы бурового снаряда, коэффициента трения БТ о стенку скважины и величины зазора между колонной труб и стенкой скважины. Поперечные колебания возникают главным образом под действием центробежных сил при вращении изогнутых труб. Появление вибраций прежде всего связывают с вращением колонны БТ. Частоту вращения, при которой появляется вибрация, принято называть критической. Практически величина критической частоты вращения не превышает 300–400 об/мин. Таким образом, факторы, определяющие причины возникновения вибраций, могут быть разделены на три группы: геологические, технические и технологические.

К числу геологических факторов относятся: перемежаемость пород различной твердости или с неоднородной структурой; трещиноватость или разрушенность пород; слоистость; сланцеватость; рассланцованность (при остром угле встречи оси скважины с плоскостью неоднородности); кавернозность; неустойчивость пород в стенках скважины, приводящая к образованию желобов и каверн, в которых возникает интенсивный изгиб БТ под действием продольных и центробежных сил.

Технические факторы могут быть связаны с конструкцией колонны БТ и ее параметрами, техническим состоянием труб и соединений, условиями работы бурильной колонны в скважине, техническим состоянием бурового станка и способом его закрепления. К техническим факторам, связанным с буровым снарядом и колонной БТ, относятся: криволинейность бурильных и колонковых труб; несоосность их соединений; разностенность за счет дефектов изготовления или появляющаяся при одностороннем износе труб или их соединений; недостаточная жесткость колонны БТ; применение муфто-замновых соединений; большие зазоры между БТ и стенкой скважины; многоступенчатость конструкции скважин; нецилиндричность ствола скважины;

применение ПРИ, не соответствующих характеру разбуриваемых пород, с односторонним износом и другими дефектами.

Причинами появления вибраций могут стать неисправности бурового станка, его неправильный монтаж и нарушение правил эксплуатации: несоответствие масс фундамента и станка, его непрочное закрепление; негоризонтальность площадки, на которой устанавливается станок; недостаточная мощность привода станка, с чем связана неравномерность вращения колонны БТ; несовпадение осей шпинделя и скважины, эксцентричное положение ведущей бурильной трубы в шпинделе станка; большая длина выступающего конца ведущей трубы над шпинделем и ее несбалансированность за счет сальника и нагнетательного шланга; смещение ролика кронблока относительно оси скважины, что сказывается при работе со свободной подачей бурового снаряда, подвешенного на тросе; износ элементов бурового станка — втулок и штоков гидроподачи, зубчатых передач и валов; неравномерная подача масла в гидроцилиндр механизма подачи и др.

Технологические факторы связаны с нарушением технологии бурения скважины: чрезмерные величины усилия подачи и частоты вращения; слишком интенсивная промывка, с чем связаны пульсация жидкости и повышенное давление в БТ и др.

Проявление вибраций существенно сказывается на процессе бурения скважин: снижается его эффективность, увеличивается расход буровых инструментов, возрастает мощность, затрачиваемая на вращение бурового снаряда. Возникающие при этом колебания бурильной колонны особенно отрицательно сказываются на работе алмазного ПРИ, что связано с действием импульсных нагрузок, приводящих к преждевременному выходу его из строя. В связи с тем, что вибрации появляются при некоторых критических значениях частоты вращения, это приводит к ограничениям применения форсированных режимов бурения, в особенности с ростом глубины скважин. С отрицательным действием вибраций также связано разрушение и самозаклинивание керна в колонковой трубе, что приводит к уменьшению выхода керна, ухудшению его

качества и сокращению величины углубки за рейс. Кроме того, вибрация бурильной колонны вызывает более интенсивный износ обсадных труб, нарушение цементного камня в затрубном пространстве, разрушение пород в стенках скважины, обвалы, сопровождающиеся образованием каверн, желобов, зашламованием скважины, заклиниванием и прихватами бурового снаряда [6].

Все это создает ненормальные условия работы бурового инструмента и оборудования, с чем связано увеличение числа аварий, снижение производительности труда и качества работ. Этим и определяются основные меры или способы борьбы с вибрацией бурового снаряда, которые могут быть разбиты на две категории: меры, способствующие устранению причин, вызывающих вибрации или уменьшающих вероятность их появления, и меры или средства, снижающие уровень или степень их действия. Очень важно при этом, чтобы при борьбе с вибрацией принимаемые меры касались всех источников — от бурового оборудования до ПРИ. Частичное решение этого вопроса мало эффективно.

3.3 Виброгаситель – калибратор. Основные характеристики

Изобретение относится к технике бурения нефтяных и газовых скважин, в частности к устройствам для безориентированного управления траекторией скважины при гашении колебаний низа бурильной колонны [5].

Виброгаситель-калибратор включает корпус с цилиндрическими продольными пазами на наружной поверхности, калибрующую втулку с ответными пазами на внутренней поверхности и упругие элементы в виде роликов или шариков.

Образующие диаметры цилиндрических продольных пазов превышают наружные диаметры упругих элементов, размещенных в цилиндрических продольных пазах с возможностью обеспечения работы устройства в режиме обгонной муфты в одном или двух направлениях движения: по часовой стрелке и обратно.

В теле калибрующей втулки, между пазами, выполнены продольные сквозные щели, образующие прорезной цангово-пружинный механизм с

возможностью упругой вариации наружного диаметра калибрующей втулки путем автономного заклинивания упругих элементов в цилиндрических продольных пазах в моменты возникающего взаимодействия их с большим диаметром продольных цилиндрических пазов при работе устройства в режиме крутильных колебаний бурильной колонны.

При работе на забое бурового инструмента, бурильная колонна постоянно испытывает сильные продольные и поперечные колебания, значительно ускоряющие износ инструмента и снижающие показатели бурения. Если при этом колебания входят в резонанс, стойкость бурового инструмента катастрофически уменьшается. Для снижения вредного влияния продольных и поперечных колебаний в компоновку бурильной колонны вводят самые различные опорно-центрирующие элементы – центраторы, калибраторы, стабилизаторы и другие устройства.

В работе представлены результаты исследований и разработки инновационной конструкции виброгасителя-калибратора (рисунок 3.1), позволяющей обеспечить при бурении глубоких скважин одновременно калибрование стенки скважины и значительное снижение поперечных колебаний бурильной колонны. Это способствует повышению стойкости бурового инструмента и эффективности бурения.

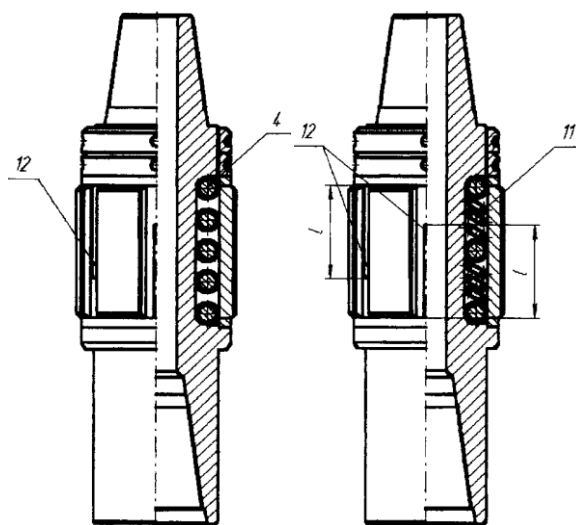


Рисунок 3.1 – Виброгаситель-калибратор

Данное изобретение относится к технике бурения нефтяных и газовых скважин, в частности к устройствам для безориентированного управления их траекторией при гашении колебаний компоновки низа бурильной колонны (КНБК) и калибровании стенки скважины.

Известен виброгаситель-калибратор (а.с. № 832033, МКИ Е 21 В 17/26, БИ № 19, 1981), включающий корпус с пазами на наружной поверхности, калибрующую втулку с пазами на внутренней поверхности и упругий элемент, взаимодействующий с пазами как корпуса, так и втулки. При использовании этой конструкции виброгасителя - калибратора, относится то, что в известной конструкции имеется недолговечный упругий элемент ввиду его условий работы, релаксационных свойств и, как следствие, неравномерность его износа из-за проблем соосности, в результате - неудовлетворительная эффективность качества калибровки ствола скважины, особенно при бурении колтюбингом.

Известен также калибратор (а.с. № 956735, МКИ Е 21 В 10/26, БИ № 33, 1982), содержащий корпус, съемную муфту с калибрующими ребрами и демпфирующие элементы, изготовленные из эластичного материала и установленные между корпусом и муфтой. При использовании этой конструкции калибратора, относится невозможность компенсировать естественный радиальный износ рабочих элементов устройства в процессе работы, что увеличивает трудозатраты бурения.

Наиболее близким устройством является виброгаситель-калибратор (а.с. № 1006698 МКИ Е 21 В 10/26, БИ № 11, 1983), включающий корпус с цилиндрическими продольными пазами на наружной поверхности, калибрующую втулку с соответствующими пазами на внутренней поверхности и роликовые упругие элементы, размещенные в этих пазах, - принятый за прототип.

При использовании известного калибратора, принятого за прототип, относится то, что устройство не обеспечивает компенсацию износа базовых рабочих элементов и, как следствие, теряется соосность бурильной колонны и

скважины, особенно при комплексном воздействии случайных колебательных процессов, происходящих на забое и в КНБК.

Виброгаситель-калибратор, состоящий из корпуса с цилиндрическими продольными пазами на его наружной поверхности, калибрующей втулки с ответными пазами на ее внутренней поверхности и упругих элементов, включенный в состав бурильной колонны, отличающийся тем, что образующие диаметры цилиндрических продольных пазов превышают наружные диаметры упругих элементов, размещенных в цилиндрических продольных пазах с возможностью обеспечения работы устройства в режиме обгонной муфты в одном или двух направлениях движения - по часовой стрелке и обратно, при этом в теле калибрующей втулки между пазами выполнены продольные сквозные щели, образующие прорезной цангово-пружинный механизм с возможностью упругой вариации наружного диаметра калибрующей втулки путем реализации автономного заклинивания упругих элементов в цилиндрических продольных пазах в моменты возникающего взаимодействия их с большим диаметром продольных цилиндрических пазов при возможной работе устройства в режиме крутильных колебаний бурильной колонны.

Виброгаситель-калибратор, отличающийся тем, что начало продольных сквозных щелей выполнено попеременно чередуясь то с верхнего торца калибрующей втулки, то с нижнего ее торца или в середине втулки, а прорезной цангово-пружинный механизм имеет изгибную жесткость, определяемую габаритами щелей и их шагом между собой, которая выбирается из ряда случайных чисел, при этом упругие элементы выполнены в виде роликов или шариков и размещены в пазах стохастически, свободно или подпружиненно, количественно ограничены собственными частотами главных гармоник поперечных колебаний бурильной колонны.

3.4 Сущность изобретения «виброгаситель-калибратор»

Предложенное изобретение решает техническую задачу, направленную на повышение эффективности гашения крутильных и поперечных колебаний

КНБК, повышение долговечности устройства при бурении пилотных скважин, в том числе и колтюбингом, за счет изменения конструкции [10].

Техническим результатом при осуществлении заявленного изобретения является расширение технологических возможностей виброгасителя – калибратора по без ориентированному управлению траекторией в процессе бурения особенно пилотных скважин при комплексном воздействии на КНБК колебаний, носящих стохастический, нелинейный, случайный характер, и за счет повышения долговечности базовых элементов конструкции путем автономной компенсации радиального износа калибрующих поверхностей.

В известном виброгасителе-калибраторе, включающем корпус с цилиндрическими продольными пазами на наружной поверхности, калибрующую втулку с ответными пазами на внутренней поверхности и упругие элементы, согласно изобретению образующие диаметры цилиндрических продольных пазов превышают наружные диаметры упругих элементов, размещенных в цилиндрических продольных пазах с возможностью обеспечения работы устройства в режиме обгонной муфты в одном или двух направлениях движения (по часовой стрелке и обратно), при этом в теле калибрующей втулки, между пазами, выполнены продольные сквозные щели, образующие прорезной цангово-пружинный механизм, обеспечивающие возможность упругой вариации наружного диаметра калибрующей втулки путем реализации автономного заклинивания упругих элементов в цилиндрических продольных пазах в моменты возникающего взаимодействия с большим диаметром цилиндрических продольных пазов при возможной работе устройства в режиме крутильных колебаний бурильной колонны.

Начало продольных сквозных щелей чередуется попеременно то с верхнего торца калибрующей втулки, то с нижнего ее торца, а изгибная жесткость прорезного цангово-пружинного механизма, определяемая длиной щелей и их шагом, выбирается из ряда случайных чисел.

Упругие элементы выполнены в виде роликов или шариков, количество которых в пазах размещено стохастически определяемое числом,

ограничиваемым собственными частотами главных гармоник поперечных колебаний бурильной колонны в резонансных режимах, причем свободно или подпружинено.

3.5 Принцип работы виброгасителя-калибратора

Сборка виброгасителя-калибратора осуществляется следующим образом:

В полости продольных пазов на корпусе вводятся выдвигающие пружины и сжимающие их плавающие вставные элементы до упора в конце полости паза. Другие концы пазов, обращенные в сторону забоя, закрываются и фиксируются, например, защитными крышками со стопорными болтами. Максимальный диаметр D_{\max} выдвинутого положения плавающих вставных элементов обеспечивается технологически расчетными величинами угла поднутрения α , расчетной шириной верхней части плавающих вставных элементов в верхней части паза и усилием выталкивающих пружин [7].

В случае, когда реальная величина выступания плавающих элементов в уже собранном устройстве превышает величину, необходимую для калибрования стенки скважины в каком-то интервале пород на стенке скважины, она может подрегулироваться в сторону некоторого небольшого уменьшения с помощью сжимающегося кольца до нужного размера. Этот отрегулированный размер диаметра выступающих плавающих элементов может быть проверен с помощью соответствующего наружного эталонного проходного кольца.

Работает виброгаситель-калибратор следующим образом. После сборки и обеспечения нужного размера по диаметру выступающих плавающих вставных элементов, виброгаситель-калибратор устанавливается в бурильную колонну в непосредственной близости над буровым долотом.

Колонна спускается на забой и начинается бурение. Во время возникновения поперечных колебаний колонны, под действием ударов или в результате контакта со стенкой скважины, выступающие плавающие вставные элементы вдавливаются внутрь пространства «ласточкин хвост» и сжимают выдвигающие пружины, которые постоянно стремятся вытолкнуть элементы наружу. При этом, надежно амортизируются поперечные колебания колонны.

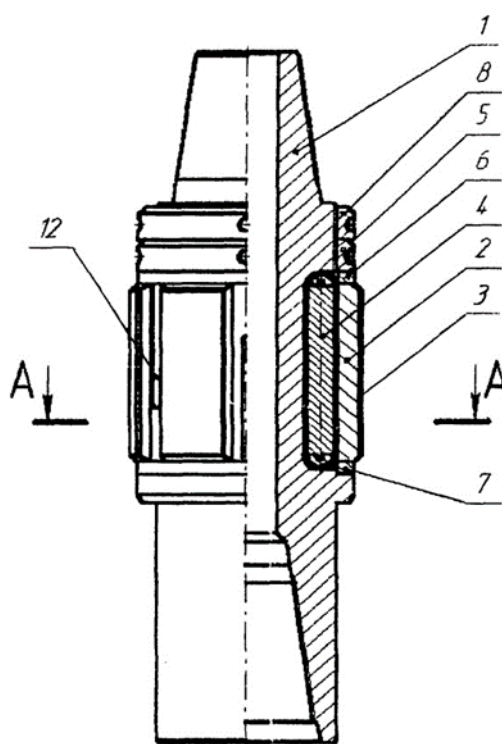
Такая амортизация способствует тому, что породоразрушающие зубья долот при перемещении по поверхности забоя следуют только по своей круговой линейной траектории и лишаются вредных, неизбежных ранее, дополнительных колебательных поперечных перемещений по радиусу забоя, способствующих резкому ускорению дополнительных поломок вооружения и износа опор.

Исключение такого дополнительного износа при применении предлагаемого виброгасителя-калибратора позволяет значительно повысить стойкость и показатели в бурении долот с любым видом калибрующих стенок скважины породоразрушающих зубьев – фрезерованных, твердосплавных или PDC.

Виброгаситель-калибратор, включающий корпус с центральным отверстием для подачи на забой промывочной жидкости и двумя присоединительными резьбами для установки его в бурильную колонну, разделенный наружными промывочными каналами на отдельные рабочие секторы, каждый из которых оснащен выдвигающимися над диаметральной поверхностью корпуса вставными плавающими подпружиненными элементами-гасителями поперечных колебаний бурильной колонны, наружная поверхность которых со стороны стенки скважины армирована износостойкими зубками или резцами PDC для одновременного калибрования ствола скважины, отличающийся тем, что в каждом рабочем секторе выполнены продольные пазы в форме «ласточкина хвоста», открытые со стороны забоя и закрытые с противоположной стороны, позволяющие установить и подвижно закрепить в них плавающие вставные элементы с выдвигающими их пружинами, имеющие размеры и конфигурацию, конгруэнтные форме пазов, открытые концы которых защищены крышками со стопорными элементами, величина максимального выдвижения плавающих вставных элементов над диаметром корпуса обеспечивается выбором угла поднутрения продольных пазов в пределах $\alpha=5-16^\circ$, который при выборе бокового зазора между наклонными внутрь стенками пазов и боковыми стенками плавающих вставных элементов позволяет выдвигающим пружинам выдвинуть их калибрующую поверхность на

расчетную величину над диаметром корпуса, которая может подрегулироваться и фиксироваться с помощью стягивающего кольца.

К причинам, препятствующим достижению указанного ниже технического результата при использовании известной конструкции виброгасителя-калибратора, относится то, что в известной конструкции имеется недолговечный упругий элемент ввиду его условий работы, релаксационных свойств и, как следствие, неравномерность его износа из-за проблем соосности, в результате - неудовлетворительная эффективность качества калибровки ствола скважины, особенно при бурении колтубингом.



Фиг. 1

Рисунок 3.2 – Устройство калибратора-виброгасителя

В рабочем положении виброгаситель-калибратор устанавливается в КНБК над долотом или наоборот: реакция забоя передается от 2 к 1. Радиальные нагрузки от корпуса 1 к стенке скважины передаются через упругий элемент 4 и калибрующую втулку 2 с наплавками 3. При возникновении крутильных колебаний, носящих, как правило, автономно-стохастический характер, виброгаситель-калибратор работает в режиме обгонной муфты, что позволяет гасить возникающие вибрации. Одновременно происходит калибрование стенки

скважины и гашение поперечных колебаний за счет автономного увеличения диаметра втулки 2 устройства в момент набегания упругих элементов на образующие продольных пазов и расклинивания щели. Момент трения от калибрующей втулки 2 к корпусу 1 передается через упругие элементы 4. Нагрузка и в том, и в другом случаях воспринимается одновременно несколькими упругими элементами. Длина l и шаг $2t$ щелей 12 выбирается случайным образом: например, из ряда случайных чисел.

Длина щели определяет и габаритную длину калибрующей втулки, например, из расчета на прочность $\approx 600 \dots 700$ мм для долота диаметром 215,9 мм.

Изгибная жесткость калибрующей втулки 2, подобранная с учетом стохастических особенностей колебательных процессов, в сочетании с упругостью элементов 4 обеспечивает повышенную гибкость КНБК при прохождении сильно искривленных участков скважины и, следовательно, и повышенную ее надежность.

Шаг щелей, ширина прорези и количество упругих элементов, выполненных в виде обрешиненных шаров и размещаемых в пазах корпуса и калибрующей втулки свободно или подпружиненно, выбирается стохастически подобным же образом из ряда случайных чисел с учетом габарита калибратора и технологии изготовления.

Заявленное изобретение предназначено для использования в бурении нефтяных и газовых скважин для гашения колебаний низа бурильной колонны и калибрования стенки скважины. На данную конструкцию разработан технический проект с размерным рядом для различных диаметров долот.

Изобретение позволяет обеспечить гашение поперечных и крутильных колебаний, калибрование стенок скважины за счет расширения технологических возможностей калибратора при безориентированном управлении траекторией скважины в процессе бурения с учетом случайных процессов, происходящих на забое и КНБК, с возможностью применения при колтюбинговым бурении сильно искривленных боковых стволов скважины.

3.6 Заключение

Мировая промышленность в настоящее время складывается таким образом, что добыча нефти и газа является ее флагманом. Ведущие компании заинтересованы в повышении производительности, т.е. в увеличении срока использования основных средств. Для этого, в первую очередь, необходимо сохранять оборудование и установки от разрушающей силы вибрации.

В настоящее время бурится много наклонно направленных и горизонтальных скважин. Виброгаситель-калибратор предназначен для гашения продольных и крутильных колебаний, а также для регулирования направления наклонно-направленных скважин. Необходимость калибрования вызывается тем, что при бурении в твердых породах формируется ствол, поперечное сечение которого отличается от окружности, имеет форму многоугольника с числом вершин на единицу больше числа шарошек или лопастей долота. При этом диаметр ствола по просвету меньше диаметра использованного долота, но спуск шарошечного долота по такому стволу протекает нормально в результате проскальзывания шарошек по вершинам полученного многоугольника.

Калибратор-виброгаситель включается в состав компоновки бурового инструмента непосредственно над долотом. Помимо своих основных функций калибратор-виброгаситель также уменьшает поверхность контакта низа бурильной колонны со стенками скважины и предотвращает или снижает возможности возникновения заклинивания и прихвата бурильной колонны.

Приводится конструкция виброгасителя-калибратора малого диаметра ВК-122. Устройство состоит из корпуса, сменной втулки, узла виброгасителя, крепёжных элементов. Для присоединения с КНБК используются переводники корпуса, сменная втулка вооружена вставками из композитного материала «Славутич», что позволяет увеличить срок службы устройства

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ООО «РН-Бурение»

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ООО «РН-Бурение» создано в марте 2006 года в результате консолидации сервисных активов ОАО «НК «Роснефть». Общество осуществляет деятельность по бурению нефтяных и газовых эксплуатационных и разведочных скважин.

Общество обладает одной из самых разветвленных филиальных сетей в Российской Федерации среди буровых компаний (12 филиалов). Регионы присутствия ООО «РН-Бурение» включают:

- Ханты-Мансийский автономный округ – Югра;
- Ямало-Ненецкий автономный округ;
- Республика Коми;
- Краснодарский край;
- Красноярский край;
- Иркутская область;
- Сахалинская область;
- Чеченская республика;
- Оренбургская область;
- Республика Башкортостан.

4.1.2 Организационная структура предприятия

В ООО «РН-Бурение» действует жесткая, иерархическая организационная структура управления (рисунок В.1 в приложении В), тип – линейно-функциональная. В подчинении у директора находится пять заместителей, из них три функциональных руководителя:

- заместитель директора по обеспечению производства (руководит отделом материально-технического обеспечения, административно-хозяйственным отделом, службой производственного обеспечения, центральной

производственно-диспетчерской службой, сектором транспортного обеспечения);

- заместитель директора по экономике и финансам (руководит финансово-бюджетным отделом);

- заместитель директора по безопасности.

Через технического директора (линейный директор I уровня) директору ООО «РН-Бурение» подчинены пять линейных директоров II уровня (главный геолог, главный технолог, главный энергетик, главный механик), а также производственно-технический отдел и отдел промышленной безопасности, охраны труда и производственного контроля.

Также через заместителя директора по производству (линейный директор I уровня) директору ООО «РН-Бурение» подчинены служба подготовительных работ и комплексного природопользования и цех вышкомонтажных работ.

Анализируя организационную структуру ООО «РН-Бурение», можно сделать вывод, что количество подчиненных на большинстве уровней управления соответствует норме управляемости (6-8 человек). Так, директору ООО «РН-Бурение» непосредственно подчинены 5 человек, техническому директору – 7 человек, заместителю директора по обеспечению производства – 5 человек.

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.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении

нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [11].

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на 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» [12]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и

эксплуатационных скважин» [13]. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 328,8 часов или 13,7 суток.

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на газовом 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 730,3 часов или 30,4 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 328,8 часов или 13,7 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на газовом 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	30,4													
3.Испытание	13,7													

4.4 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

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 [14], в части II – на строительные и монтажные работы [15], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [16].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [17] 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 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 [18, 19].

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

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

$$C_c^{1M} = \frac{C_{CM}-\Pi}{H} = \frac{134\,204\,185,78 - 4\,969\,013,96}{3830} = 33\,742,9 \frac{\text{руб}}{\text{м}}.$$

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В связи с невозможностью осуществления ежедневного возвращения рабочего персонала к месту постоянного проживания из-за значительного удаления участков работ установлен вахтовый метод работы (в соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 297) [20].

Буровые работы входят в перечень вредных и опасных, согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, все работники обязаны проходить медицинское обследование и не иметь противопоказаний к выполнению данного вида работ [21].

Все работники обязаны иметь соответствующую выполняемым работам квалификацию и быть допущены к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 298 ТК РФ) [20].

Сверх заработной платы, начисленной по тарифным ставкам и окладам за отработанное время, каждый работник получает следующие выплаты: стимулирующие доплаты за профессиональное мастерство, регулярное или периодическое премирование, компенсационные выплаты, связанные с режимом и условиями труда (районные коэффициенты сложных климатических условий), доплату за работу во вредных и опасных условиях, на тяжелой работе (ночное время, многосменный режим), и др.

Кроме того, работникам предоставляется проезд до места ведения работ за счет организации ведущей работы, время в пути отдельно оплачивается.

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [22]:

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;

– редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [23]:

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

5.2 Производственная безопасность

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. Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице Г.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [24].

Регламентирование уровней вибрации на рабочем месте осуществляется – ГОСТ 12.1.012-2004 [25].

На кустовой площадке основным источником вибрации является буровое оборудование (приводные двигатели, буровые насосы, вибросита). У рабочего могут возникать различные симптомы: укачивание, нарушение координации, нарушения вестибулярного аппарата, головокружения [26]. При постоянном воздействии приводит к вибрационной болезни. Значения нормируемых

параметров определяются согласно ГОСТ 31192.2 и ГОСТ 31319 [27, 28], представлены в таблице Г.2.

Производится оценка рисков, связанных с вибрацией и принимаются следующие меры: проектирование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации, использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека, контроль за правильным использованием средств виброзащиты, проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин.

Также работник обязан соблюдать правила и нормы, которые предусмотрены регламентом ведения работ, использовать предусмотренные средства индивидуальной и коллективной защиты: виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики.

Работа на буровой площадке ведется как в дневное, так и в ночное время, что вызывает недостаток естественной освещенности, также буровая установка проектируется с учетом климатических условий (ветронагрузка, низкие температуры), что вызывает недостаток освещения внутри производственных помещений.

Инженерно-технический состав, выполняет свои должностные обязанности в основном за персональным компьютером внутри вагона-офиса, нормы которых регламентируются согласно СНиП 23-05-95 [29], представлены в таблице Г.3.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности на буровой установке должна обеспечиваться освещенность, приведенная в таблице Г.4 [4].

Работодатель обязан контролировать соответствие указанным нормам, места ведения работ должны быть оборудованы местным, общим и аварийным освещением.

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 [30]:

- 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 [31].

Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.

Запроектированная буровая установка имеет высоту 45 метров, высота роторной площадки 8м, зона верхового рабочего на высоте 34 метров, следовательно, большинство работ, производимых на буровой установке относятся к работам на высоте. Так как к работам на высоте относятся:

- существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более;
- при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75 градусов;

- при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от не ограждённых перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м;

- существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, выступающими предметами.

Согласно ПОТ Р М-012-2000 обеспечиваются следующие меры безопасности [32]:

- производить работы в опасной зоне без страховочных ограждений, только с использованием предохранительных поясов или страховочных систем, отвечающих требованиям безопасности (исключается использование самодельных средств);

- запрещается выполнять работу в одиночку;

- работник обязан находиться в зоне видимости других работников;

- для перехода рабочего с одного места на другое необходимо применять переходные мостики, имеющие ограждение не менее 1,1 м;

- весь ручной инструмент должен быть застрахован от падения.

Буровые работы ведутся в круглогодичном режиме, в зимний период температура воздуха может опускаться до -65°C , с высоким уровнем осадков в виде снега, в летнее время подниматься до $+32^{\circ}\text{C}$, осадки в виде дождя.

Микроклимат на рабочем месте должен соответствовать СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [33].

В качестве защиты от неблагоприятных климатических условий в зимний период, необходимо применять коллективные средства защиты: система отопления рабочих помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева, защитные конструкции от ветра, осадков, осуществлять чередование труда и отдыха (обогрева), приостанавливать работу при неблагоприятных условиях работы. В качестве индивидуальной защиты используется зимняя спецодежда.

В летний период необходимо принимать следующие меры: проветривание и кондиционирование помещений (зон отдыха), обеспечение работников чистой питьевой водой, оборудованные места отдыха с нормализованной температурой, защитные конструкции от осадков.

5.3 Экологическая безопасность

Непредвиденные аварийные ситуации оказывают наиболее сильное негативное воздействие на экологическую обстановку. Именно поэтому необходимо оценивать риски возникновения таких ситуаций и рассчитывать возможный ущерб, а также принимать меры по их недопущению, проектировать наиболее благоприятные методы ликвидации последствий. Кроме того, следует стремиться к минимальному воздействию на экологическую систему во время проведения всех штатных операций.

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основными источниками выбросов являются двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

При испытании скважины происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания получаемого природного газа, возможно загрязнение почвы нефтью.

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании.

Прямой контроль загрязнения атмосферного воздуха включает в себя периодические измерения загрязнения воздушной среды на стройплощадке [34].

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих химических, минеральных веществ с прилегающей к водному объекту территории.

Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 [35] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

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.

Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время следующих этапов производства:

1. Подготовка кустовой площадки (производится вырубка деревьев, отчуждение земле под площадку, снимается плодородный слой почвы, движение автотранспорта по естественным покровам)

2. Во время ведения буровых работ возможны следующие незапланированные ситуации: непредвиденные утечки растворов, а также его необратимая фильтрация в пласты горных пород, выбросы флюидов, пожары в результате аварий, о засорение производственными отходами и мусором, утечки ГСМ в случае поломки или не исправности автотранспорта и прочего оборудования, таяние подземных льдов, многолетнемерзлых пород

Все производственные, бытовые отходы собираются в технологические емкости и транспортируются к месту утилизации [36].

Предельно допустимые концентрации химических веществ в почве приведены в таблице Г.5 [37].

По окончании бурения и освоения скважины необходимо: проведение очистки территории буровой от металлолома, строительного мусора, снятие загрязненного грунта, восстановление ландшафтов на площадке скважины и прилегающей территории, спланировать площадку и покрыть плодородным слоем почвы, убранным до начала строительства.

Рекультивация земель временного отвода проводится в соответствии с проектом рекультивации нарушенных земель.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация на буровом объекте – это обстановка на буровой площадке, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, которая может повлечь или повлекла за собой смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери

Во время строительства скважин возможно возникновение различных чрезвычайных ситуаций, как техногенного, так и природного характера: пожары, газоводонефтепроявления, открытое фонтанирование, взрывы на складе ГСМ, разрушение буровой, под воздействием природных или технических факторов, нападение диких животных

Самым вероятным и самым опасным видом ЧС при строительстве скважин является газоводонефтепроявление (ГНВП). Основные причины ГНВП:

- нарушения технологии строительства скважин (несоответствие параметров бурового раствора, недолив скважины при СПО, длительные остановки без промывки), ошибки при проектировании;

- технические неполадки с оборудованием (отказ контрольноизмерительной аппаратуры для определения ГНВП, выход из строя противовыбросового оборудования, нарушение в работе насосов, систем долива);

- горно-геологические осложнения (поглощение бурового раствора, уменьшение плотности раствора поступившим из пласта газом).

Методы по предупреждению ГНВП [4]:

- правильный выбор конструкции скважины;
- контроль и поверка ПВО, регулярные опрессовки;
- вывешивание плакатов, предупреждающих о том, что пласт вскрыт;
- поддержание проектных параметров бурового раствора;
- контроль качества цементирования;
- тренировки и инструктажи (сигнал Выброс).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3830 метров на газовом месторождении.

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

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

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность при бурении под направление и кондуктор, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ-1180.

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: ОКК2-70-178x245x324 К1 ХЛ, ОП6-350/80x70, АФ6-80/65x70.

Были проанализированы вопросы возникновения вибрации в бурильной колонне в процессе бурения и воздействия этого явления на остальное оборудование буровой установки и человека. Рассмотрен вариант использования виброгасителя-калибратора, произведено сравнение данной конструкции с

другими элементами оснастки этого типа. Применение виброгасителя позволяет сократить интенсивность поперечных колебаний, что положительно скажется на сроке службы оборудования.

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. Богомолов Р. М., Носов Н. В. Буровой инструмент. Москва, Инновационное Машиностроение, 2015. ч.2, стр.315, центратор, патент РФ № 1239257, кл. E 21 В, 17/10, 1986.
6. Калинин А. Г. «Бурение нефтяных и газовых скважин», ЦентрЛитНефтеГаз, М. 2008., с.423, калибратор с продольным расположением шарошек.
7. Богомолов Р. М., Носов Н. В. Буровой инструмент. Москва, Инновационное Машиностроение, 2015. ч.2, стр. 303, наддолотный амортизатор, патент РФ № 192119, кл. E 21 В, 32/50, 1967.
8. Богомолов Р. М., Носов Н. В. Буровой инструмент. Москва, Инновационное Машиностроение, 2015. ч.2, стр.330, наддолотное устройство для шарошечного бурения, патент РФ № 2027844, кл. E 21 В, 10/24, 1995.
9. Сериков Д. Ю., Богомолов Р. М., Панин Н. М. Совершенствование конструкций буровых долот истирающе-режущего типа // Строительство

нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №3. – С. 32–34.

10. Сериков Д. Ю., Панин Н. М. Совершенствование конструкций калибраторов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – №2. – С. 16–20.

11. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 01.06.2021).

12. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 01.06.2021).

13. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

14. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

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

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

18. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 01.06.2021).

19. Письмо госстроя сср от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 01.06.2021).

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

21. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда».

22. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

23. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

24. ГОСТ 12.0.003–2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

25. ГОСТ 12.1.012–2004 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования».

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

27. ГОСТ 31192.2-2005 «Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Требования к проведению измерений на рабочих местах».

28. ГОСТ 31319-2006 «Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах».

29. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
30. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности».
31. 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».
32. ПОТ Р М-012-2000 «Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте».
33. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
34. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями».
35. ГОСТ 17.1.3.12-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше».
36. ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».
37. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве».

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	100	Четвертичные отложения	Q	00	-	1,40
		Палеогеновые отложения	P			
		Верхний отдел (олигоцен)	P3			
100	150	Атлымская	P3 at	00	-	1,40
		Средний-верхний отделы (эоцен-олигоцен)	P2-3			
150	200	Юрковская	P2-3 yr	00	-	1,40
		Средний отдел (эоцен)	P2			
200	300	Люлинворская	P2 ll	00	-	1,40
		Нижний отдел (палеоцен)	P1			
300	580	Тибейсалинская свита	P1 tbs	00	-	1,40
		Меловые отложения	K			
		Верхний мел	K2			
580	860	Ганькинская	K2 gn	0-0,50	-	1,40
860	1100	Березовская	K2 br	0-0,50	-	1,20
1100	1150	Кузнецовская	K2 kz	0,5-0,80	-	1,20
		Нижний-верхний мел	K1-2			
1150	2070	Покурская	K1-2 pk	0,5-0,80		1,20
		Нижний мел	K1			
2070	2912	Тангаловская	K1 tn	0,8-1,50		1,10
2912	3750	Сортымская	K1 st	0,8-1,50	-	1,07
3750	4130	ачимовская пачка	K1 st	0,8-1,50	-	1,07

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс страт. подразд.	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
1	2	3	4	5	6
Q	0	100	Супеси Суглинки Глины	35 35 30	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, торфяники.
P3 at	100	150	Пески Алевриты Глины	60 20 20	Глины, алевриты, пески кварцево-полевошпатовые и кварцево-глауконитовые.
P2-3 yr	150	200	Глины Алевриты Пески	80 10 10	Глины зеленовато-серые, листоватые, с прослоями алевритов и глауконитового песка.
P2 II	200	300	Глины опоковидные Глины диатомовые Диатомиты	40 30 30	Верхняя часть - желтовато-зеленоватые глины с прослоями диатомитовых или слабоопоковидных глин. Средняя часть - серые глины, участками алевритистые, с прослоями опоковидных глин и опок. Нижняя часть - опоковидные глины, опоки.
P1 tbs	300	580	Пески Глины	60 40	Верхняя часть - пески мелко- и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые, с прослоями глин, алевролитов. Нижняя часть - глины алевритистые, слюдистые, с прослоями алевролитов и песков
K2 gn	580	860	Глины	100	Глины темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, известковистые, с пиритизированными водорослями.
K2 br	860	1100	Глины Глины опоковидные Опоки	60 30 10	Верхняя часть - серые, зеленовато-серые и темно-серые глины, часто алевритистые с прослоями опоковидных глин и опок, реже алевролитов. Нижняя часть - опоки серые и голубовато-серые, глины темно-серые, прослоями опоковидные.
K2 kz	1100	1150	Глины	100	Глины темно-серые, серые и зеленовато-серые, плотные, с включениями глауконита и многочисленных растительных остатков.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
К1-2 pk	1150	2070	Пески, песчаники Алевролиты Глины	40 30 30	Неравномерное переслаивание алевролитно-песчаных пластов с глинистыми прослоями. Пески и песчаники от светло-серых до темно-серых, среднезернистые, слабосцементированные, прослоями известковистые. Алевролиты разнозернистые, крепкие. Глины плотные, алевритистые, слюдистые.
К1 tn	2070	3750	Песчаники Алевролиты Глины	30 30 40	Чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаники светло-серые, мелко-, среднезернистые, глинисто-карбонатные. Алевролиты серые, глинистые, плотные. Глины темно-серые до черных, участками тонкослоистые. В нижней части пачка «шоколадных» аргиллитов.
К1 st	3750	4130	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	40 30 30	Неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. В кровле чеускинской пачка темно-серых плитчатых глин с углефицированными остатками. В нижней части выделяется ачимовская пачка – песчаники серые, мелкозернистые с прослоями аргиллитоподобных глин.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость	Карбонатность	Категория твердости	Категория абразивности	Категория пород по промысловой классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
Q	0	100	Супеси, суглинки, глины	1900	35	-	15-20	-	3-4	7-8	МС
P3 at	100	150	Пески, алевриты, глины	1800-1900	30-35	-	10-100	-	2-3	3-6	МС
P2-3 yr	150	200	Глины, алевриты, пески	1900-2000	30-35	-	25-80	-	2-3	3-6	МС
P2 ll	200	300	Глины	2000	32	-	90-100	-	2-3	6	МС
P1 tbs	300	580	Пески, глины	2200	28	-	60-100	-	2-3	4	МС
K2 gn	580	860	Глины	1900	25	-	90-100	-	3	3-6	МС
K2 br	860	1100	Глины, глины опоковидные, опоки	2200	20	-	95-100	-	2	4	М
K2 kz	1100	1150	Глины	2200	20-40	-	50-90	-	3	3-7	МС
K1-2 pk	1150	2070	Песчаники, алевролиты, глины	2200	20-40	-	20-30	-	3	3-7	С
K1 tn	2070	3750	Песчаники, алевролиты, глины	2300	15-30	0,1-2,6	40-60	-	2-3	6	С
K1 st	3750	4130	Песчаники, алевролиты, глины	2400	12-18	0,1-3,5	30-90	-	2-4	4	С

Таблица А.4 – Водоносность

Индекс пласта	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мДарси	Степень минерализации, М, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
		От (верх)	До (низ)						
группа А	Pg2-Pg3	1150	1200	пор.	1,0	1,0	500	0	да
	K1-2	1900	1970	пор.	1,01	200,0	300	15,0	нет
	K1	2400	2450	пор.	1,01	3,0	20	18,0	нет
Ю1	K1	2600	2781	пор.	1,01	12,0	30	17,0	нет
	J3	3000	3197	пор.	1,02	5,6	10	33,4	нет

Таблица А.5 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скв. до статического уровня при его тах снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, (кгс/см ²)/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
P ₁ tbs	580	960	до 3	-	нет	0,0163	0,0170	Повышенная репрессия на пласты, превышение допустимой скорости СПО, отклонение параметров раствора от проектных
K ₂ gn	960	1100	до 5	-	нет	0,0157	0,0160	
K ₂ br	1100	1150	до 5	-	нет	0,0165	0,0174	
K ₁₋₂ pk	1150	2070	до 5	-	нет	0,0170	0,0179	
K ₁ tn	2070	2912	до 5	-	нет	0,0171	0,0176	
K ₁ st	2912	3457	до 5	-	нет	0,0174	0,0179	
K ₁ st (БУ16-17)	3457	3750	до 5	-	нет	0,0181	0,0187	
K ₁ st (ачимовская пачка)	3750	4130	до 5	-	нет	0,0192	0,0198	

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 ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
К1 st (БУ16 ⁰)	3232	3252	г/к	3252	-	-	При нарушении технологии вскрытия и испытания продуктивных пластов	Увеличение объема и изменение параметров ПЖ, снижение удельного веса ПЖ. Увеличение газопоказаний.
К1 st (БУ161-2)	3262	3272	г/к	3272	-	-		
К1 st (БУ171-1)	3635	3694	г/к	3412	-	-		
К1 st (Ач52-3)	3731	3754	г/к	3622	-	-		

Таблица А.7 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения:	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q - P ₁ tbs	0	580	Обвалы стенок скважины. Прихват инструмента. Кавернообразование	При нарушении технологии бурения ММП.
K ₂ gn	580	860	Прихват бурильного инструмента, Поглощение бурового раствора, Кавернообразование	При прохождении высокопроницаемых, трещиноватых пород. При прохождении глинистых пород, при их набухании и обваливании.

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-110 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	110	490,0 (19 19/64) GRD311	250	0,65
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 490 МС	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	7704	36
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/162	87	0,521
		ПК-127х9,19 Л	2161	69
Σ			11004	110

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (110-910 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
110	910	БИТ 393,7 В 419 ТСР	150	0,45
		КЛС 390 СТ	150	1,46
		Переводник П-171/152	60	0,517
		Д-240М.7/8.41	1886	8,545
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		КЛС 390 СТ	150	1,46
		Переводник П-171/161	87	0,521
		УБТС2-203	2568	12
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	26822,60	859
Σ			33494,60	910

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (910-1900 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
910	1900	БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	0,39	110
		К 295 С	0,9	114
		Д-240М.7/8.41	1886	8,545
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	87	0,521
		К 295 С	0,9	114
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	2568	12
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	47283,13	1515
		Σ	53806	1900

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1900-3750 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1900	3750	БИТ 220,7 В 613 УН.30	75	0,38
		КП 220 СТ	58	0,4
		ДГР-178М.6/7.62	1074	7,984
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		УБТС2-178	6552	42
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	115418	3697
		Σ	123441	3750

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (3545-3600 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3545	3600	БИТ 220,7/100 В 613 ЕС	110	0,39
		СК-178/100«ВОСТОК»3/6	1346	22,2
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	110905	3552
		Σ	116208	3600

Таблица Б.6 – КНБК для отбора керна (3635-3695 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3635	3695	БИТ 220,7/100 В 613 ЕС	110	0,39
		СК-178/100«ВОСТОК».3/6	1346	22,2
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	113871	3647
Σ			119174	3695

Таблица Б.7 – КНБК для отбора керна (3750-3790 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3750	3790	БИТ 155,6/67 В 613.01	55	0,39
		СК-121/66,7 «СИБИРЬ».2/9	745	21,1
		Переводник П-102/101	40	0,5
		УБТС2-120	1524	24
		Переводник П-101/127	63	0,527
		ПН-89х9,35 Л	78913	3743
Σ			81340	3790

Таблица Б.8 – КНБК для бурение вертикального участка под хвостовик (3790-3830 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3790	3830	БИТ 155,6/67 В 613.01	17	0,2
		КС-155,6 СТК	29	0,35
		Переводник М-88/101	30	0,457
		УБТС2-120	4953,0	78
		Переводник П-101/88	30	0,457
		КС-155,6 СТК	29	0,35
		Переводник П-88/101	55	0,39
		УБТС2-120	1238,3	19,5
		Переводник П-101/127	55	0,39
		Ясс SJ-120	320	5,5
		ПН-89х9,35 Л	78510	3724
Σ			85267	3830

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

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	110	110	490	-	1,4	29,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,5$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 18,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 74,0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 93,0$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 37,0$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
110	910	800	393,7	406	1,39	149,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 2,9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 85,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 194,6$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 286,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 411,8$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 87,6$
Тех. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
910	1900	990	295,3	303,9	1,2	147,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,3$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 54,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 5,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 299,7$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 360,0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 354,5$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 0$

Продолжение таблицы Б.9

Экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
1900	3750	1850	220,7	224,5	1,1	152,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 34,0$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 11,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 310,5$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 356,2$
Объем раствора к приготовлению:						$V_4' = 458,2$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 124,2$
Хвостовик		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
3750	3830	80	155,6	157,8	1,07	75,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,0$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 0,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 7,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 154,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 163,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 100,7$

Таблица Б.10 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов											
			Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	25	93,05	3,72	411,8	16,5	354,5	14,18	458,2	18	100,7	4,0	1418	57
кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	93,05	3,72	411,8	16,5	354,5	14,18	458,2	18	100,7	4,0	1418	57
Комплексный ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	20			411,8	20,6	354,5	17,73	91,65	4,6	20,14	1,0	878,1	44
ПАЦ ВТ	Высоковязкий понизитель фильтрации	25			1647	65,9	1418	56,73					3065	123
ПАЦ НТ	Низковязкий понизитель фильтрации	25			49,42	1,98	42,54	1,70	2749	109	604,	24,	3445	138
Синтетический понизитель фильтрации	Синтетический понизитель фильтрации	25							916,4	36	201,4	8,0	1117	45
Смазочная добавка «Лубрекс»	Смазочная добавка	170			2059	12,1	1772	10,43					3831	23
барит	Утяжелитель	1000	11664	11,6	51626	51,6	19454	19,45	107258	107	118321	118	308325	309
глина ПБМБ	Структурообразователь	1000	4652	4,65	4941	4,94	4254	4,25					13848	14
ФХЛС	Понизитель вязкости	25	93,05	3,72									93,05	4
DUOVIS	Структурообразователь биополемерный	25						0,00	1374	55	302,1	12		68
Potassium chloride	Ингибитор	1000							22912	223	5035	5,0	27947	28

Приложение В

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

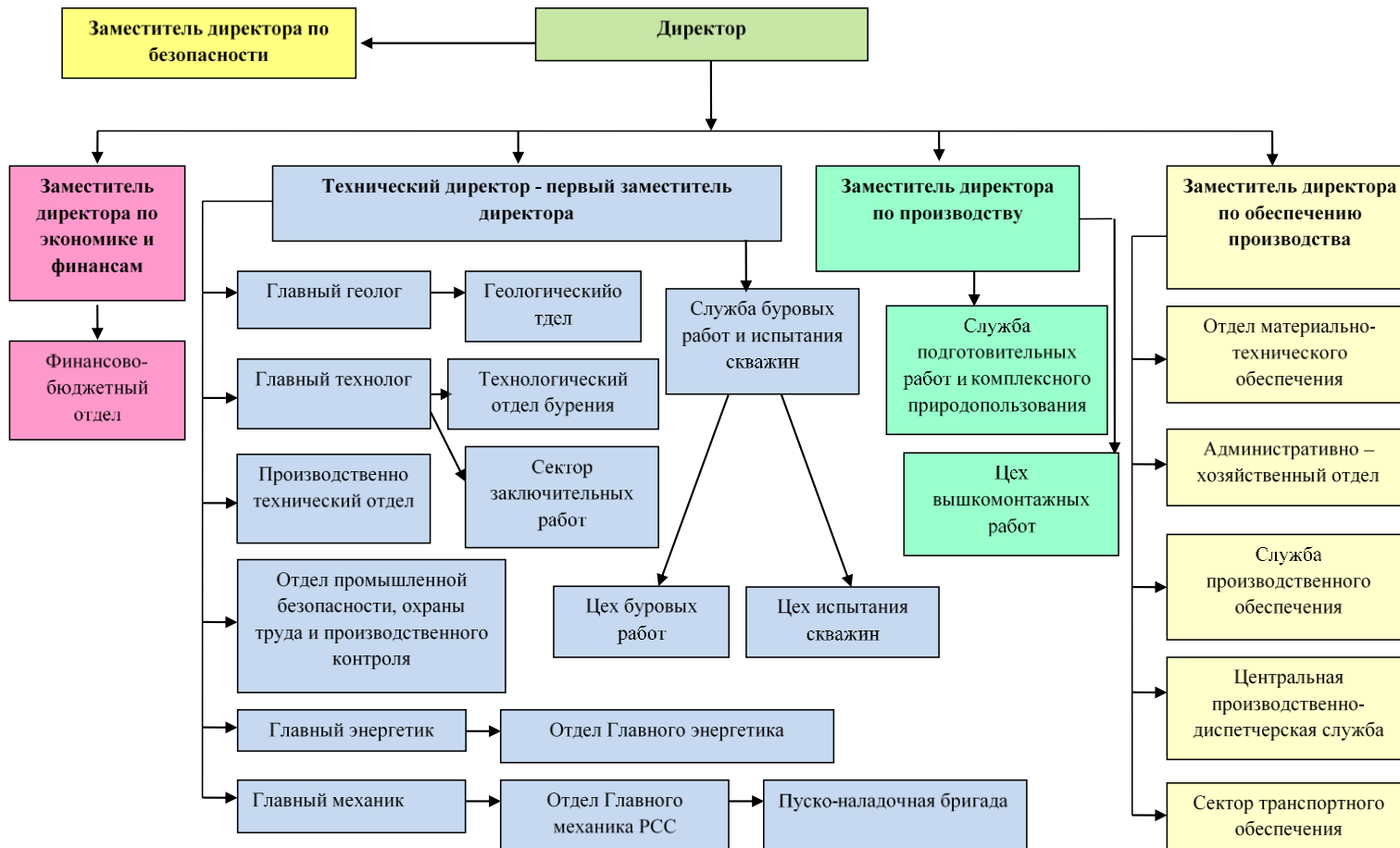


Рисунок В.1 – Организационная структура ООО «РН-Бурение»

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 (19 19/64) GRD311	0	110	500	0,017	110	0,22	1,87	0,17	2,04
Промывка (ЕНВ)										0,06
Наращивание (ЕНВ)										0,80
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										12,31
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										16,56
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,83
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										17,49
Бурение под кондуктор	БИТ 393,7 В 419 ТСП	110	910	4000	0,025	800	0,20	20	1,78	21,78
Промывка (ЕНВ)										0,41
Наращивание (ЕНВ)										3,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										40,23
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										71,19
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,56
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										75,25
Бурение под техническую колонну	БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	910	1900	6000	0,038	990	0,17	37,62	4,48	42,10
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,62
Наращивание (ЕНВ)										9,48

Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
-----------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	------

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										47,05
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										116,82
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,84
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										123,66
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 В 613 УН.30	1900	3545	5000	0,06	1645	0,33	98,7	8,31	107,01
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 220,7/100 В 613 ЕС	3545	3600	400	0,2	55	0,14	11	25,34	36,34
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 В 613 УН.30	3600	3635	5000	0,06	35	0,01	2,1	8,59	10,69
Отбор керна	БИТ 220,7/100 В 613 ЕС	3635	3695	400	0,2	60	0,15	12	26,39	38,39
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 В 613 УН.30	3695	3750	5000	0,06	55	0,01	3,3	8,94	12,24
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,73
Нарращивание (ЕНВ)										4,52
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										62,25
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:										327,53

Ремонтные работы (ЕНВ)										26,20
------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	-------

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										360,40
Привязочный каротаж										2,53
Отбор керна	БИТ 155,6/67 В 613.01	3750	3790	300	0,2	40	0,13	8	21,96	29,96
Бурение под хвостовик	БИТ 155,6 ВТ 613 Н.10	3790	3830	2500	0,06	40	0,02	2,4	11,12	13,52
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,73
Наращивание (ЕНВ)										4,52
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										31,40
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:										135,92
Ремонтные работы (ЕНВ)										10,87
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										153,47
Итого по колоннам:										730,27

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	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	14	15
Затраты, зависящие от времени														
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			0,2	29,8	1,5	201,6	3,2	441,1	12,4	1716,7	5,1	702,8
Социальные отчисления, 30,4%						9,1		61,3		134,1		521,9		213,7
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			0,2	3,1	1,5	21,0	3,2	46,0	12,4	178,9	5,1	73,2
Социальные отчисления, 30,4%						0,9		6,4		14,0		54,4		22,3
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	54,6	1,5	369,0	3,2	807,2	12,4	3141,3	5,1	1286,0
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	309,3	1,5	2091,0	3,2	4574,3	12,4	17802,2	5,1	7288,2
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			1,5	327,7	3,2	716,9	10,9	2440,3	4,2	936,8
Прокат ВЗД	сут	92,66					1,5	135,2	3,2	295,8	10,9	1006,8	4,2	386,5
Эксплуатация ДВС передвижной электро-станции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,5	13,0	3,2	28,4	12,4	110,6	5,1	45,3
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	1,5	11,0	3,2	24,1	12,4	93,7	5,1	38,3
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	1,5	218,1	3,2	477,2	12,4	1857,0	5,1	760,3
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	7,3	1,5	49,5	3,2	108,3	12,4	421,4	5,1	172,5
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	21,7	1,5	146,5	3,2	320,5	12,4	1247,3	5,1	510,6
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,5	8,1	3,2	17,7	12,4	68,7	5,1	28,1
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	36,5	1,5	247,0	0,3	53,9	12,4	2103,1	5,1	861,0
Каустик	т	4,59			0,1	0,4	0,4	1,9	0,4	1,6	0,5	2,1	0,1	0,5

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Кальцинированная сода	т	20,41			0,1	1,9	0,4	8,4	0,4	7,2	0,5	9,4	0,1	2,1
Комплексный ПАВ	т	585,96					0,4	241,3	0,4	207,7	0,1	53,7	0,0	11,8
ПАЦ ВТ	т	452,75					1,6	745,8	1,4	642,1				
ПАЦ НТ	т	408,26					0,0	20,2	0,0	17,4	2,7	1122,5	0,6	246,7
Синтетический понизитель фильтрации	т	687,2									0,9	629,8	0,2	138,4
Смазочная добавка «Лубрекс»	т	28,69					2,1	59,1	1,8	50,9				
Барит	т	15,24			11,7	177,8	51,6	786,8	19,5	296,5	107,3	1634,6	118,3	1803,2
Глина ПММБ	т	6,08			4,7	28,3	4,9	30,0	4,3	25,9				
ФХЛС	т	45,67			0,1	4,2								
DUOVIS	т	895,67								0,0	1,4	1231,3	0,3	270,6
Potassium chloride	т	36,57								0,0	22,9	837,9	5,0	184,1
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8749,8		731,2		5799,9		9308,5		38285,4		15983,1	
Затраты, зависящие от объема работ														
490,0 (19 19/64) GRD311	шт	2587,6			0,2	569,3								
БИТ 393,7 В 419 ТСП	шт	3695,9					0,2	739,2						
БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	шт	6243,6							0,2	1030,2				
БИТ 220,7 В 613 УН.30	шт	8364,2									0,3	2902,4		
БИТ 220,7/100 В 613 ЕС	шт	5987,2									0,29	1721,3		
БИТ 155,6 ВТ 613 Н.10	шт	6387,3											0,02	102,2
БИТ 155,6/67 В 613.01	шт	5873,2											0,13	783,1
Калибратор КЛС 490 МС	шт	617,59			0,2	135,9								
Калибратор КЛС 390 СТ	шт	565,38					0,2	113,1						
Калибратор К 295 С	шт	415,54							0,2	68,6				
Калибратор КП 220 СТ	шт	288,21									0,3	100,0		
Калибратор КС-155,6 СТК	шт	198,33											0,02	3,2
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		705,1418		852,256		1098,8		4723,7		888,5	
Итого по колоннам, руб			8749,752		1436,358		6652,113		10407,3		43009,1		16871,5	
Всего по сметному расчету, руб			165984,0											

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость, единицы, руб	Направление		Кондуктор		ТК		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Затрат зависящие от времени												
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	66,2	1,7	216,5	2,0	253,2	2,6	335,0	1,3	169,0
Социальные отчисления, 30,4%				20,1		65,8		77,0		101,8		51,4
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,9	1,7	19,4	2,0	22,7	2,6	30,1	1,3	15,2
Социальные отчисления, 30,4%				1,8		5,9		6,9		9,1		4,6
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,9	1,7	12,6	2,0	14,8	2,6	19,6	1,3	9,9
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	129,7	1,7	423,9	2,0	495,7	2,6	655,9	1,3	330,9
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	734,8	1,7	2402,3	2,0	2809,1	2,6	3716,8	1,3	1875,1
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	71,2	1,7	232,8	2,0	272,3	2,6	360,2	1,3	181,7
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,6	1,7	14,9	2,0	17,4	2,6	23,1	1,3	11,6
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	86,8	1,7	283,8	2,0	331,9	2,6	439,1	1,3	221,5
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	9,4	1,7	30,8	2,0	36,1	2,6	47,7	1,3	24,1
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	17,4	1,7	56,9	2,0	66,5	2,6	88,0	1,3	44,4
Транспортировка оборудования до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2	20,0	164,2
Башмак колонный БК-426	шт	85,61	1,0	85,6								
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-178	шт	80,7							1,0	80,7		
Башмак колонный БК-127	шт	42,3									1,0	42,3
Центратор ЦПЦ-426/490	шт	39,6	4,0	158,4								
Центратор ЦПЦ-324/394	шт	34,6			24,0	830,4						
Центратор ЦПЦ-245/295	шт	19,4					48,0	931,2				
Центратор ЦПЦ-178/221	шт	16,5							73,0	1204,5		
Центратор ЦПЦ-127/156	шт	12,8									73,0	934,4
ЦКОД-426	шт	119,4	1,0	119,4								
ЦКОД-324	шт	113,1			1,0	113,1						
ЦКОД-245	шт	105					1,0	105,0				

Продолжение таблицы В.3

1		2	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
ЦКОД-178	шт	101							1,0	101,0			
ЦКОД-127	шт	96									1,0	96,0	
Продавочная пробка ПП-426	шт	66,13	1,0	66,1									
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-126-178	шт	21,5							1,0	21,5			
Продавочная пробка ППЦ-126-178	шт	15,6									1,0	15,6	
Головка цементирующая ГЦУ-426	шт	2687	1,0	2687,0									
Головка цементирующая ГЦУ-339	шт	2550			1,0	2550,0							
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0					
Головка цементирующая ГЦУ-178	шт	1936							1,0	1936,0			
Головка цементирующая ГЦУ-127	шт	1753									1,0	1753,0	
Итого затрат зависящих от времени, руб			4334,1		7541,0		8042,7		9334,3		5944,9		
Затрат зависящие от объема работ													
Обсадные трубы 426x10 Д	м	30,3	110	3333									
Обсадные трубы 339x8,5 Д	м	28,53			910	25962							
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	19,8					1900	37620,0					
Обсадные трубы 178x11,5, 178x12,7 Е	м	16,1							3750,0	60375,0			
Обсадные трубы 127x10,7 Е	м	18,4									330,0	6072,0	
ПЦТ-I-50	т	26,84	4,9	131,5	40,6	1089,7							
ПЦТ-II-150	т	29,95					14,3	428,3	7,2	215,6	1,5	44,9	
ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32					25,9	828,8	23,9	764,8	4,8	153,6	
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7	3,1	452,6	
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9	2,9	17,4	
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9	0,2	5,5	
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	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	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	10,4	382,7	
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0	3,0	110,4	
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8	24,0	371,8	
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			4044,5		28444,1		41234,1		63700,6		7819,9		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб												145243,1	
Всего по сметному расчету, руб												180440,1	

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	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	126 990	10 017 044,08
	Итого по главе 1	126 990	10 017 044,08
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	75 646	5 967 001,87
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	895 373,69
	Итого по главе 2	86 997	6 862 375,56
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	165 984	13 092 917,89
3.2	Крепление скважины	180 440	14 233 222,07
	Итого по главе 3	346 424	27 326 139,96
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	11 522	908 889,79
	Итого по главе 4	11 522	908 889,79
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	39 374	3 105 853,27
	Итого по главе 5	39 374	3 105 853,27
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	11 555	911 488,66
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	856	67 517,68
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 561 253,08
	Итого по главе 6	44 881	3 540 259,42
	ИТОГО прямых затрат	656 189	51 760 562,09
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	131 238	10 352 112,42
	Итого по главе 7	131 238	10 352 112,42
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	62 994	4 969 013,96
	Итого по главе 8	62 994	4 969 013,96
	ИТОГО по главам 1-8	850 421	67 081 688,46
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	208 353	16 435 013,67
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	37 419	2 951 594,29
9.3	Северные надбавки 2,98%	25 343	1 999 034,32
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	9 900 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	4 825 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	26 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	31 000,00
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
	Итого прочих работ и затрат	271 114	41 289 982,28
	ИТОГО по гл 1-9	1 121 535	108 371 670,75

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 701	134 163,38
	Итого по главе 10	1 701	134 163,38
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	56 162	5 226 526,71
	Итого по главе 12	56 162	5 226 526,71
ИТОГО		1 028 247	1 179 397
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		113 732 360,83	
НДС		20 471 824,95	
ВСЕГО с учетом НДС		134 204 185,78	

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 общей и локальной вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 СанПиН 1964-79 ГОСТ 31192.2-2005 ГОСТ 31319-2006
Недостаток освещения	+	+	+	СНиП 23-05-95 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.4.026-2001
Работа на высоте	-	+	+	ПОТ Р М-012-2000
Неблагоприятные климатические условия	-	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96

Таблица Г.2 – Допустимые нормы вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,29	11,2
4	0,28	5
8	0,055	2
16	0,028	2
32	0,014	2
64	0,0072	2

Таблица Г.3 – Нормы освещенности в рабочей зоне (вагон-офис)

Характеристика зрительной работы	III разряд
Наименьший размер объекта, мм	0,3-0,5
Подразряд зрительной работы	B
Контраст объекта с фоном	Средний
Характеристика фона	Светлый
Норма освещенности комбинированная, лк	750
Норма освещенности общая, лк	200
Норма коэффициента пульсации местного, %	15
Норма коэффициента пульсации общего освещения, %	20

Таблица Г.4 – Нормы освещенности в рабочей зоне (буровая установка)

Место ведения работ	Норма освещенности, лк
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Перевенторная площадка	75
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10

Таблиц Г.5 – Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве

Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)	Наименование вещества	Величина ПДК (мг/кг почвы)
Бенз(а)пирен	0,02	Серная кислота	160,0
Бензин	0,1	Стирол	0,1
Бензол	0,3	Формальдегид	7,0
Марганец	1500,0	Фурфурол	3,0
Ванадий	150,0	Хлористый калий	560,0
Ванадий + марганец	100 + 1000	Хром	0,05
Малолетучие эфиры группы 2,4-д	0,15	Никель	4,0
Нитраты	130,0	Свинец	6,0
Ртуть	2,1	Цинк	23,0
Свинец + ртуть	20,0 + 1,0	Хром	6,0
Сера элементарная	160,0	Марганец - чернозем (рН = 4,8)	140,0