



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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений,
Специализация Бурение нефтяных и газовых скважин
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2760 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2760)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б8В	Братцев Сергей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Николай Михайлович	к.ф-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Лукин Алексей Анатольевич	к. г-м.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
Специализация «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Код	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности

ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений,
 Специализация Бурение нефтяных и газовых скважин
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Лукин А.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3–2Б8В	Братцев Сергей Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2760 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№ 40-10/с от 09.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Интервал отбора керна: интервалы продуктивных пластов 3. Тип профиля: вертикальный 4. Данные по профилю: - 5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 6. Диаметр эксплуатационной колонны: выбрать 7. Способ цементирования: - 8. Конструкция забоя: закрытого типа
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Геологическая характеристика разреза скважины 1.2. Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Проектирование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования

разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)	2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн 2.3. Проектирование процессов углубления скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Расчет необходимого расхода бурового раствора 2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.7. Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны 2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.9. Разработка гидравлической программы промывки скважины 2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность 2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважины 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС
---	---

Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Николай Михайлович	к.ф-м.н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Братцев Сергей Сергеевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений,
 Специализация Бурение нефтяных и газовых скважин
 Уровень образования: Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2022 /2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3–2Б8В	Братцев Сергей Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2760 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2023	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
05.04.2023	2. Технологическая часть проекта	40
22.04.2023	3. Специальный вопрос	20
13.06.2023	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
14.06.2023	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Николай Михайлович	к.ф-м.н.		

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Лукин Алексей Анатольевич	к. г-м.н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б8В	Братцев Сергей Сергеевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 102 страницы, 9 рисунков, 37 таблиц, 46 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, спуско-подъемные операции.

Объектом ВКР служит вертикальная разведочная скважина глубиной 2760 метров на нефтяном месторождении Томской области.

Целью данной работы является проектирование технологических решений для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2760 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ спуско-подъемных операций с применением СВП.
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:

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;

СВП – система верхнего привода.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ...	13
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	13
1.2 Характеристика нефтегазоводонности месторождения (площади).	13
1.3 Зоны возможных осложнений	13
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	21
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	21
2.2 Проектирование конструкции скважины	21
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	21
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	21
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска...	22
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	22
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	23
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	23
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	23
2.3.1 Выбор способа бурения.....	23
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	24
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	25
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	25
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	26
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	28
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны...	29
2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов.....	31
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	33
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	34

2.4	Проектирование процессов заканчивания скважины	34
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность	34
2.4.2	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	38
2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	39
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин ..	41
2.5	Выбор буровой установки	44
3	СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Анализ спуско-подъемных операций с применением СВП»	46
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	56
4.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины ...	56
4.2	Линейный календарный график выполнения работ	59
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли	60
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	66
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	66
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства .	66
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	67
5.2	Производственная безопасность	68
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов	68
5.3	Экологическая безопасность	73
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
5.4.1	Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	76
5.4.2	Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС	77

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
Список использованной литературы.....	80
Приложение А	85
Приложение Б	91
Приложение В.....	100
Приложение Г	101
Приложение Д.....	102

ВВЕДЕНИЕ

Строительство скважин – сложный комплексный процесс, от которого напрямую зависит будущая эксплуатация месторождений углеводородов. До непосредственного строительства следует этап проектирования, во время которого закладываются технологические решения не только по механическому углублению скважины, но и по способам заканчивания скважины. Также закладываются мероприятия для предотвращения возникновения осложнений и аварий.

Согласно предоставленным геологическим данным, сооружение скважины предполагается на территории Томской области, для которой в геологическом разрезе характерны такие горные породы, как пески, глины, алевролиты, аргиллиты и песчаники. Горные породы отличаются невысокой твердостью, что позволяет достигать значительных механических скоростей бурения. Среди продуктивных пластов выделяют три нефтеносных пласта.

Таким образом, цель данной выпускной квалификационной работы заключается в разработке технологических решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2760 метров на нефтяном месторождении Томской области.

Тема специального вопроса отведена анализу спуско-подъемных операций с применением системы верхнего привода. СВП находят все более широкое применение на буровых установках, в том числе происходит переоснащение буровых, ранее не имевших такой системы. Технологический процесс бурения и проведения спуско-подъемных операций имеет отличия по сравнению с ранее применявшейся технологией бурения с ведущей трубой.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе кратко приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлены в таблице 1. Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 2. Механические свойства горных пород представлены в таблице 3. Градиенты давлений представлены в таблице 4.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Водоносность и нефтеносность по разрезу скважины представлена в таблицах 5 и 6.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 7.

Таблица 1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент каверности
От (верх)	До (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
0	46	Четвертичн. отлож.	Q	0	-	1,3
46	269	Некрасовская	Pg ₃ -N nk	0	-	1,3
269	407	Чеганская	Pg ₂ -Pg ₃ cg	0	-	1,3
407	577	Люлинворская	Pg ₂ ll	0	-	1,3
577	627	Талицкая	Pg ₁ tl	0	-	1,3
627	773	Ганькинская	K ₂ gn	0	-	1,7
773	828	Славгородская	K ₂ sl	0	-	1,7
828	896	Ипатовская	K ₂ ip	0	-	1,7
896	914	Кузнецовская	K ₂ kz	0	-	1,7
914	1701	Покурская	K ₁₋₂ pk	0	-	1,7
1701	1761	Алымская	K ₁ al	0	-	1,7
1761	2252	Киялинская	K ₁ kls	0	-	1,7
2252	2344	Тарская	K ₁ tr	0	-	1,1
2344	2650	Куломзинская	K ₁ klm	0	-	1,1
2650	2668	Баженовская	J ₃ bg	1,5	-	1,1
2668	2730	Васюганская	J ₃ vs	2-3	-	1,1

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от верх	до низ	краткое название	
Q	0	46	пески, супеси, суглинки, глины	Почвено-растительный слой, пески и супеси желтые, разномерные, полимиктовые; глины, суглинки желтые.
Pg ₃ -N nk	46	269	пески, глины	Глины оливково-зеленые, жирные, пластичные, тонкослоистые, кварцевые, кварц-полевошпатовые.
Pg ₂ -Pg ₃ cg	269	407	глины алевролиты пески	Глины темно-серые, серые, с прослоями слабосцементированных алевролитов и песков полимиктовых.
Pg ₂ ll	407	577	глины алевролиты	Глины светло-серые, до темных. Зеленовато-серые, мелко- и крупнозернистые.
Pg ₁ tl	577	627	глины алевролиты	Глины темно-серые, плотные, вязкие, иногда комковатые, алевролиты разномерные, в верхней части мергель серый с зеленоватым оттенком.
K ₂ gn	627	773	глины опоковидные	Глины темно-серые, серые, алевролитистые, плотные с прослоями опок.
K ₂ sl	773	828	глины алевролиты пески	Глины темно-зеленые, серые, опоковидные, плотные. Алевролиты песчаные, темно-серые, плотные. Пески серые, мелкозернистые.
K ₂ ip	828	896	алевролиты песчаники глины	Чередование глин, песчаников и алевролитов. Глины, темно-серые, жирные на ощупь, плотные. алевролиты серые, темно-серые песчаные.
K ₂ kz	896	914	глины	Глины темно-серые, жирные на ощупь, с ходами плоедов.
K ₁₋₂ pk	914	1701	алевролиты глины песчаники аргиллиты песчаники	Алевролиты песчаные тонкозернистые, серые. Глины алевролитистые плотные. Песчаники серые, слюдяные, слабосцементированные. Песчаники глинистые среднесцементированные.

Продолжение таблицы 2

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от верх	до низ	краткое название	
K ₁ al	1701	1761	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное переслаивание аргиллитов, песчаников и алевролитов. Аргиллиты темно-серые, слоистые, плитчатые. Песчаники серые и светло-серые, разнозернистые, полимиктовые, слабосцементированные. Алевролиты серые, темно-серые плотные, слоистые, разнозернистые.
K ₁ kls	1761	2252	аргиллиты алевролиты песчаники	Аргиллиты пестроцветные, плотные, комковатые. Алевролиты песчанистые буровато-серые, слоистые. Песчаники светло-серые, голубовато-зеленовато-серые, плотные
K ₁ tr	2252	2344	песчаники аргиллиты алевролиты	Частое и редкое переслаивание песчаников аргиллитов, алевролитов. Песчаники светло-серые и темно-серые, и Алевролиты глинистые, серые, косослоистые, крепкие.
K ₁ klm	2344	2650	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное чередование аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты серые, алевролитистые, массивные, плотные, иногда слоистые. Песчаники серые, преимущественно мелкозернистые, полимиктовые, известковистые.
J ₃ bg	2650	2668	аргиллиты	Аргиллиты темно-серые до черных, плотные крепкие битуминозные, иногда с запахом бензина.
J ₃ vs	2668	2730	аргиллиты песчаники алевролиты	Неравномерное переслаивание аргиллитов буровато-серых и углистых темно-серых аргиллитов, алевролитов светло-серых, тонкозернистых и слоистых, песчаников серых, мелко- и среднезернистых, косослоистых и полимиктовых.

Таблица 3 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твёрдость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
Q - K ₂ ip	0	750	глины, алевриты, песчанники,	1,9-2,3	35-10	9,6	66	0-5	9-213	10-100	1,2 -4,0	I-II	М
K ₂ kz - K ₁₋₂ pk	750	1130	песок, песчанники	2,3	21	4,5	12	0-5	9-213	120-180	1,2-4,0	III-VIII	МС, С
K ₁ al - J ₃ bg	1130	2400	аргилиты, песчанники	2-2,4	14,08	1,4	16	0-10	9-213	140-234	1,2-4,0	III-VIII	С
K ₁ (AC ₁₂)	2400	2730	песчанники	2,1	18	3,3	11	3,6	9-213	140-234	1,2-4,0	III-VIII	С

Таблица 4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Градиент давления											Температура в конце интервала		
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источник получения
			кгс/см ² на м		источник получения											
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
Q	0	46	0,0	0,1	ПГФ	0,0	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,0	0,2	ПГФ	23	ПГФ
Pg ₃ -N nk	46	269	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,2	0,2	ПГФ	30	ПГФ
Pg ₂ -Pg ₃ cg	269	407	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,2	0,21	ПГФ	34	ПГФ
Pg ₂ ll	407	577	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,21	0,21	ПГФ	41	ПГФ
Pg ₁ tl	577	627	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,21	0,21	ПГФ	42	ПГФ
K ₂ gn	627	773	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,21	0,22	ПГФ	43	ПГФ
K ₂ sl	773	828	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₂ ip	828	896	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₂ kz	896	914	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,17	0,17	ПГФ	0,22	0,22	ПГФ	48	ПГФ
K ₁₋₂ pk	914	1701	0,1	0,1	ПГФ	0,1	0,1	ПГФ	0,18	0,18	ПГФ	0,22	0,23	ПГФ	75	ПГФ
K ₁ al	1701	1761	0,101	0,101	РФЗ	0,1	0,101	РФЗ	0,18	0,18	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	75	РФЗ
K ₁ kls	1761	2252	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,19	0,19	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	82	РФЗ
K ₁ tr	2252	2480	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,19	0,19	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	85	РФЗ
K ₁ klm	2480	2650	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,19	0,19	РФЗ	0,23	0,23	ПГФ	91	РФЗ
J ₃ bg	2650	2668	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,2	0,2	РФЗ	0,23	0,24	РФЗ	92	РФЗ
J ₃ vs	2668	2730	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,2	0,2	РФЗ	0,24	0,23	РФЗ	93	РФЗ

Таблица 5 – Водоносность

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

Таблица 6 – Нефтеносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
от	до				
2480	2520	поровый	0,796	20	59
2540	2650	поровый	0,775	50	64
2668	2730	поровый	0,788	170	66

Таблица 7 – Ожидаемые осложнения и их характеристика

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	690	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
690	2015		слабые
2015	2200		интенсивные
1110	2015	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$
2480	2520		нефть, $\rho = 0,796 \text{ г/см}^3$
2540	2650		нефть, $\rho = 0,775 \text{ г/см}^3$
2668	2700		нефть, $\rho = 0,788 \text{ г/см}^3$
0	690	Прихватопасные зоны	
1110	1550		
1550	2730		
0	690	Поглощение бурового раствора	Максимальная интенсивность поглощения до $5,0 \text{ м}^3 / \text{ час}$
1110	2015	Разжижение бурового раствора	
2015	2600	Сужение ствола скважины	

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 построен совмещенный график давлений и схема конструкции скважины.

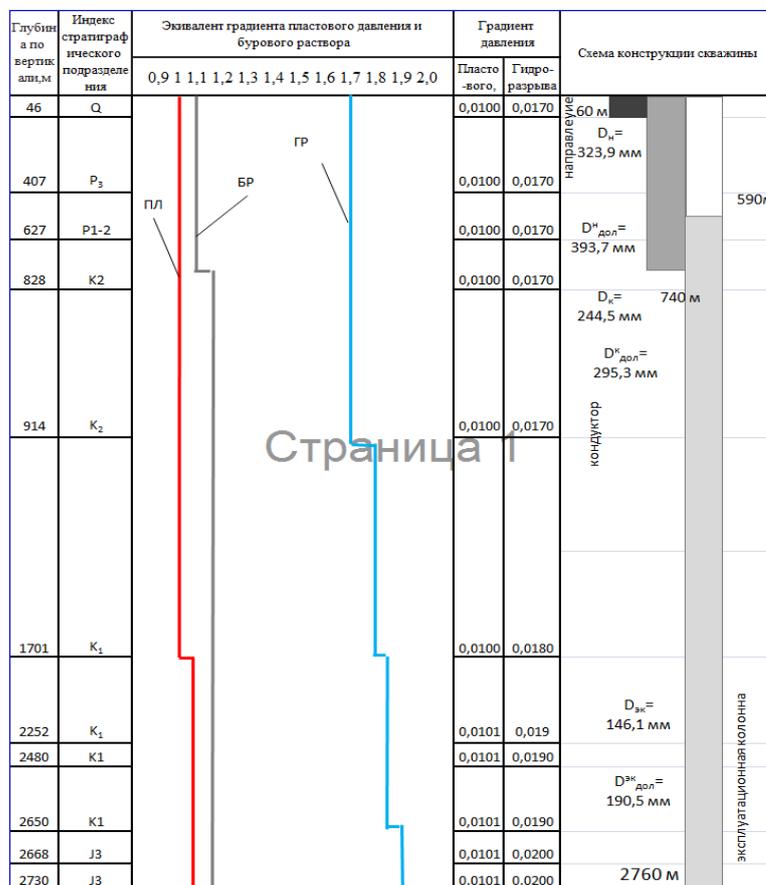


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 46 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 60 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти, возможных осложнений. Так как исходя из расчетов (таблица 8), минимальная глубина спуска кондуктора 740 м, что принимается за итоговую глубину спуска.

Таблица 8 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	K ₁ klm	K ₁ klm	J ₃ vs
Глубина кровли продуктивного пласта, м L _{кр}	2480	2540	2668
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м (Г _{пл})	0,101	0,101	0,101
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м (Г _{грп})	0,170	0,170	0,170
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ _н)	0,796	0,775	0,788
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм (P _{пл})	250,48	256,54	269,47
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м (L _{конд min})	640	740	740
Требуемый запас	1,08	1,10	1,08
Принимаемая глубина, м	740		

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м на каждые 1000 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2760 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 740 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака предыдущей колонны на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 590-2760 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 190,5 мм.

Диаметр кондуктора составляет 244,5 мм, и диаметр долота 295,3 мм.

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

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 7,68 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5-280/80х35 (280 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-14-146х245 К1 ХЛ (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колону выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Для интервалов отбора керна выбирается роторный способ бурения. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	740	ВЗД
740	2760	ВЗД
2480	2520	Роторный (Отбор керна)
2540	2650	Роторный (Отбор керна)
2668	2730	Роторный (Отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечное долото для интервала бурения под направление и PDC для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот и калибраторов приведены в таблицах 10 и 11.

Таблица 10 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м	0-60	60-740	740-2760	2480-2520 2540-2650 2668-2730	
Шифр долота	393,7 GRDP127	295,3 BT6919SMA- 083	190,5 BT7716MA- 042	БИТ 190,5/100 В 913	
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC	PDC	
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	190,5	190,5	
Тип горных пород	М	М	МС+С	С	
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	3-161
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	-
Длина, м	0,4	0,34	0,27	0,2	
Масса, кг	172	130	48	25	
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	10-20	2-14	2-12	2-6
	Максимальная	20	20	12	6
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40-600	60-400	60-400	60-120
	Максимальная	600	400	400	120

Таблица 11 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

Интервал, м		0-60	60-740	740-2760
Шифр калибратора		КЛС 390 М	К 295 МС	2-К190,5СТ
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	295	190
Тип горных пород		М	М	МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н117/М117
	API	-	-	-
Длина, м		1,1	0,9	0,5
Масса, кг		258	114	50

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчета осевой нагрузки представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-60	60-740	740-2760	2480-2520 2540-2650 2668-2730
Исходные данные				
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	19,05	19,05
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	20	20	12	6
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	16	16	9,6	4,8
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	6	10	9	4

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

2.3.4 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 13.

Таблица 13 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-60	60-740	740-2760	2480-2520 2540-2650 2668-2730
Исходные данные					
Скорость, м/с ($V_{дл}$)		3,3	2	1,5	1
Диаметр долота ($D_{дл}$)	м	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5	190,5
Результаты проектирования					
Частота вращения n_1 , об/мин		160	129	150	100
Статистическое значение частоты вращения $n_{стат}$, об/мин		40-60	100-180	140-200	20-40
Частота вращения $n_{проект}$, об/мин		60	129	150	40

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 запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным в соответствии со статистическими данными. Для кондуктора и эксплуатационной колонны частоты вращения были выбраны согласно известной методике.

2.3.5 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 14.

Таблица 14 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-60	60-740	740-2760	2480-2520 2540-2650 2668-2730
Исходные данные				
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)	0,6	0,5	0,4	0,4
Коэффициент кавернзности (K_k)	1,30	1,37	1,55	1,10
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,12	0,11
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30	5
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0238	0,0095	0,0071	0,0064
Число насадок (n)	3	9	7	9
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кмин}$)	0,5	0,5	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
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,17	1,15	1,081	1,081
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_p)	2,1	2,1	2,3	2,3
Результаты проектирования				
Расход, л/с, Q1	73	34	11	11
Расход, л/с, Q2	85	43	18	4
Расход, л/с, Q3	73	40	31	19
Расход, л/с, Q4	42	50	29	34
Области допустимого расхода, л/с	42-85	34-50	11-31	4-34
Запроектированные значения расхода, л/с	70	50	31	20

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.

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

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 31 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-60	60-740	740-2760	2480-2520 2540-2650 2668-2730
Исходные данные					
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5	190,5
Нагрузка, кН (G_{oc})		59	98	88	39
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		-	1,5	1,5	-
Результаты проектирования					
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		-	236	152	-
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		-	3771	2246	-
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		-	148	95	-
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		-	37	24	-

Для интервала бурения 60-740 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР1-240.7/8.55 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 740-2760 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР1-240.7/8.55	60-740	240	10,225	2703	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДГР-165.7/8.49	740-2760	165	8,652	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б в таблицах А.1-А.6.

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

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

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

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{133,2}{95,64} = 1,39 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{95,64} = 1,46 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	60	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	28,5	0,906	7,756	2,96	>10	>10	>10
бурение	60	740	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	673,58	21,41	34,64	1,35	3,45	3,85	4,03
бурение	740	2760	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	2685	83,81	93,90	2,22	1,55	1,42	1,49
отбор керна	2480	2520	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	2475	77,28	82,88	2,83	1,89	1,61	1,68
отбор керна	2540	2650	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	2605	81,33	86,94	2,70	1,80	1,53	1,60
отбор керна	2668	2730	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	2685	83,83	93,90	2,62	1,76	1,42	1,49

2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

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

$$\rho_{бр} = \frac{k * P_{пл}}{g * L}, \left[\frac{кг}{м^3} \right]; \quad (1)$$

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 $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$)

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». 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 0-60 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,19 * 0,101 * 10^5}{9,81} = 1223 \left[\frac{кг}{м^3} \right];$$

Кондуктор, интервал 60-740 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,14 * 0,101 * 10^5}{9,81} = 1172 \left[\frac{кг}{м^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 740-2760 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,07 * 0,101 * 10^5}{9,81} = 1102 \left[\frac{кг}{м^3} \right];$$

Для бурения интервалов под направление, кондуктор и эксплуатационную 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 (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав полимер-глинистого раствора для интервала под направление представлен в таблице 18. Технологические свойства приведены в таблице 19.

Таблица 18 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Название материала	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Глина ПБМБ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	30-40
КМЦ	Регулятор фильтрации	8
РАС HV	Регулятор фильтрации, реологических свойств	2
REOLUB	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Барит	Регулирование плотности, кольматация каналов	0

Таблица 19 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м ³	1223
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 15
pH	8-9
Содержание песка, %	< 2

Компонентный состав полимер-глинистого раствора для интервала под кондуктор и под эксплуатационную колонну представлен в таблице 20. Технологические свойства приведены в таблице 21.

Таблица 20 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Название материала	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Глина ПБМБ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15
РАС HV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5
УФЭ 8	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
КМЦ	Стабилизатор, регулятор, фильтрации	0,1-0,15
REOLUB	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Барит	Регулирование плотности	0

Таблица 21 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м ³	Кондуктор – 1172, ЭК – 1102
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	< 10
pH	8-9
Содержание песка, %	< 1

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении А в таблице А.7.

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 А в таблице А.8.

2.3.9 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 приложении А в таблицах А9-А11.

2.3.10 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: 2480-2520, 2540-2650, 2668-2730 м.

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

В таблице 22 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 22 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2480- 2520 2540- 2650 2668- 2730	Бурголовка: БИТ 190,5/100 В 913 Керноотборный снаряд: КИ 2.2. 195/100	2-5	20-40	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 23.

Таблица 23 – 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	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	788	Глубина скважины, м	2760
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	590	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	380
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1840

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 2-3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

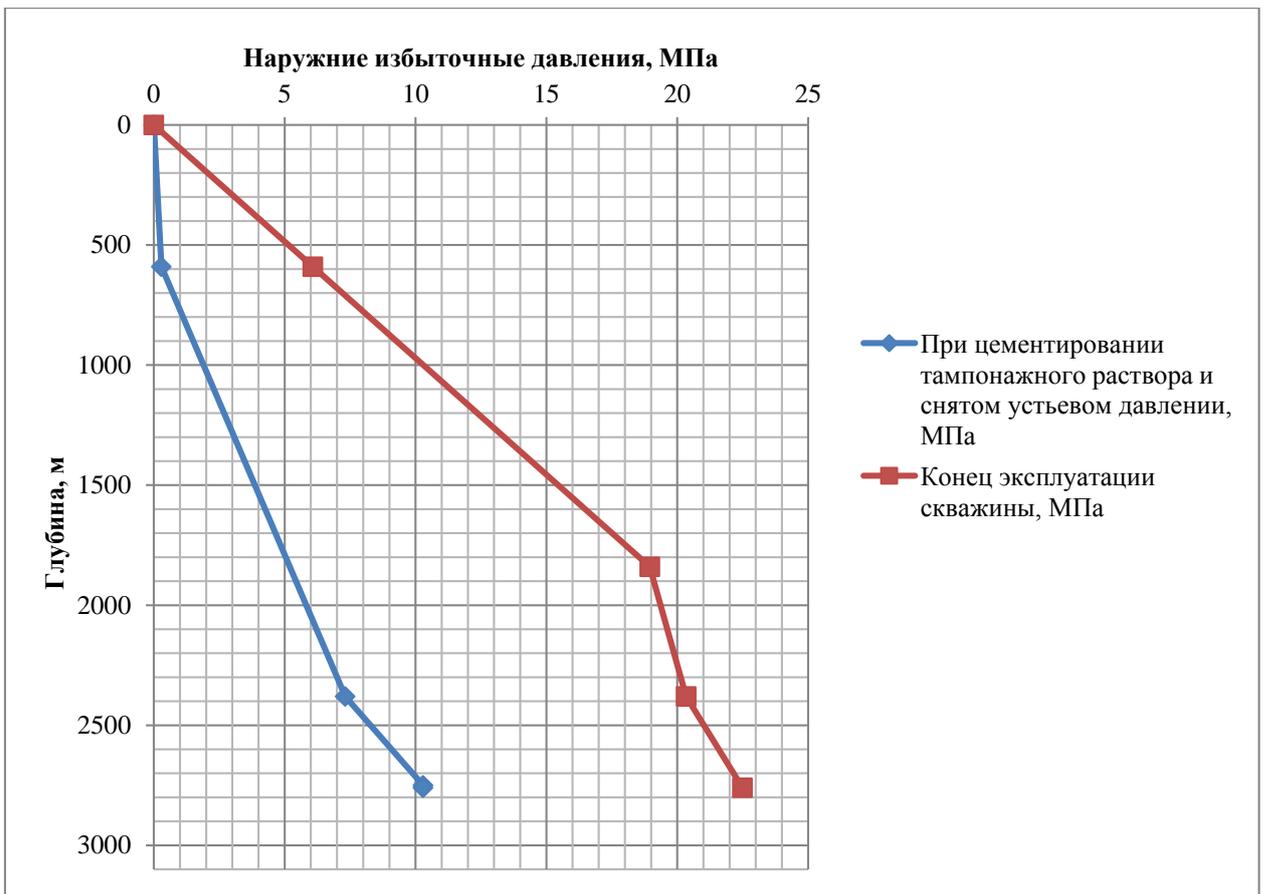


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

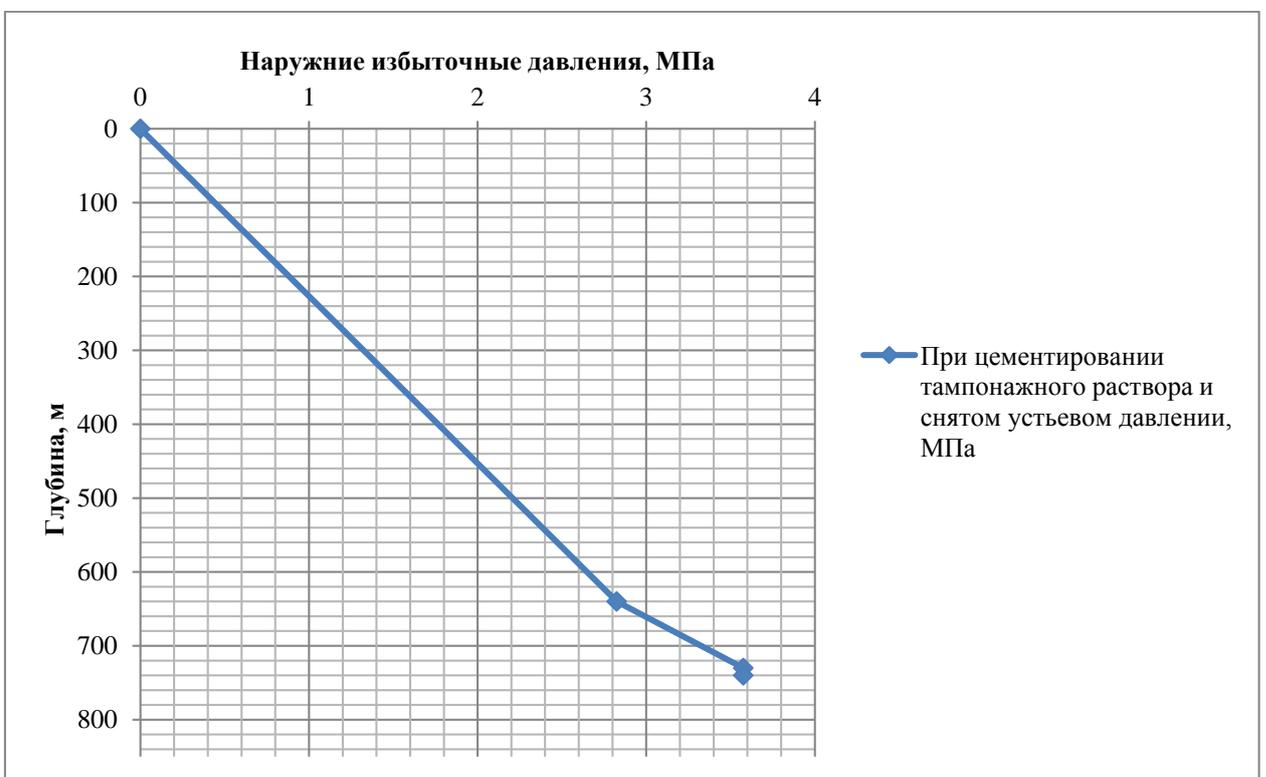


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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 4-5 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

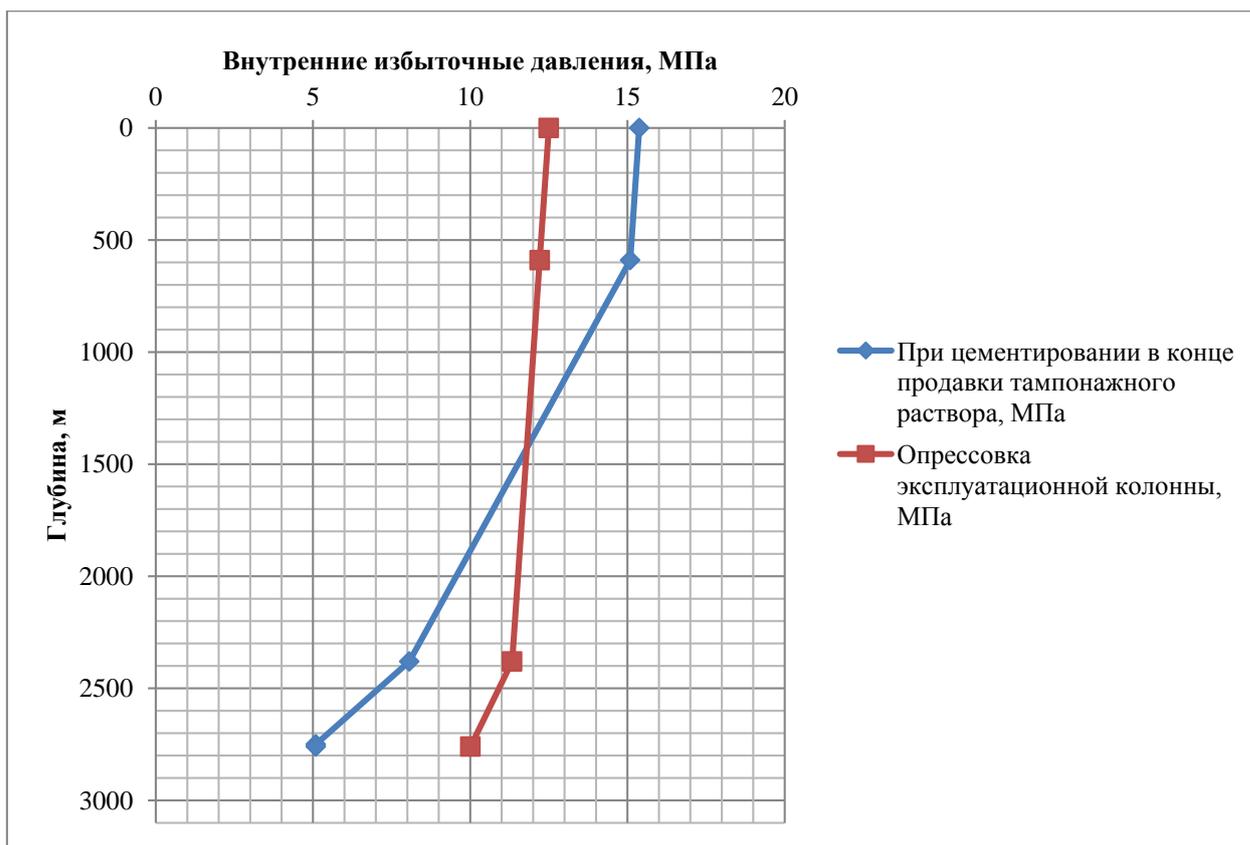


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

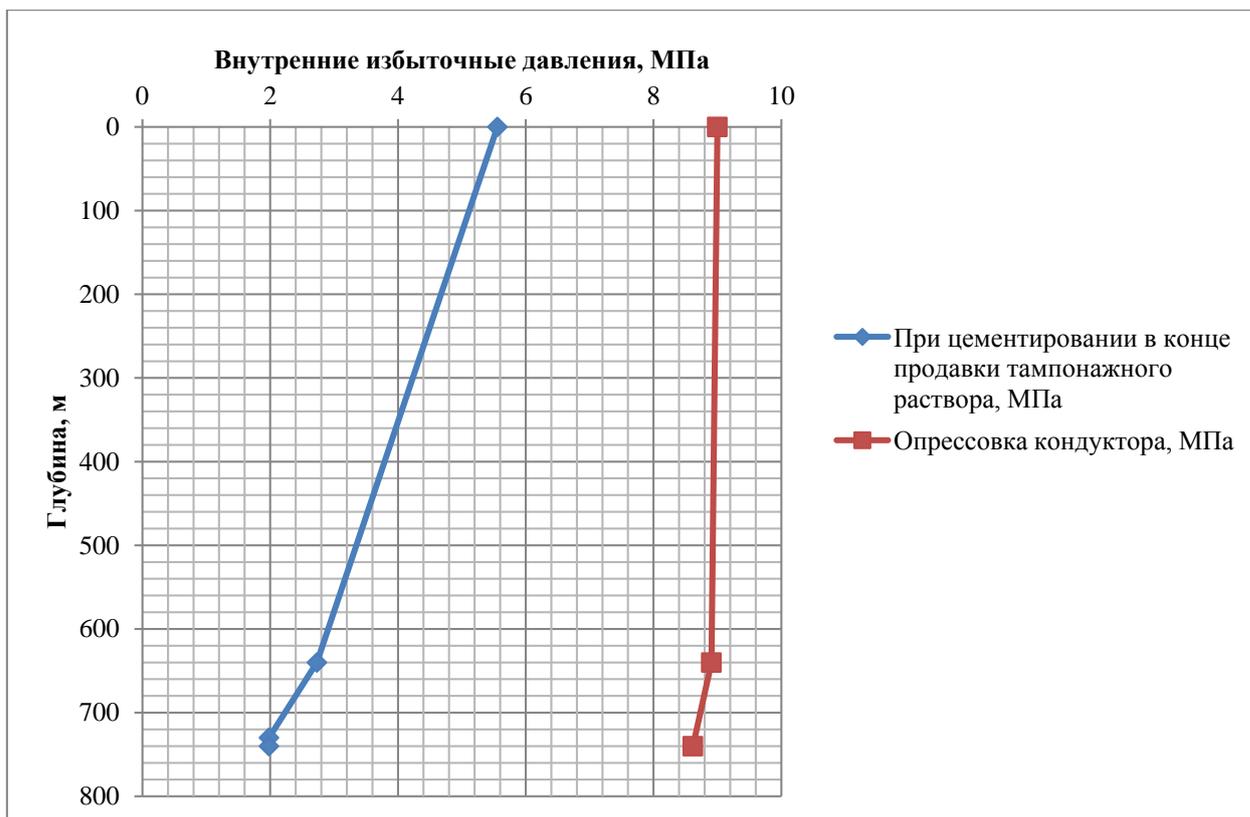


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	60	67,2	4032	4032	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	740	47,2	34928	34928	0-740
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,5	330	29,0	9570,0	68619	2760-2430
2	ОТТМ	Д	7,0	2430	24,3	59049		2430-0

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 25.

Таблица 25 – 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		
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	2760	2760	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	2750	2750	1	1
	ЦПЦ-146/216 («НефтьКам»)	0	690	14	84
		690	790	10	
		790	2480	39	
		2480	2520	4	
		2540	2650	11	
		2668	2730	6	
	ЦТ-146/216 («НефтьКам»)	740	2250	76	103
		2480	2520	4+2=6	
		2540	2650	11+2=13	
2668	2730	6+2=8			
ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	2750	2750	1	1	
ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	2750	750	1	1	
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	740	740	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	730	730	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	20	2	23
		20	80	6	
		80	730	13	
		730	740	2	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	730	730	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	30	2	6
		30	60	4	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2)$$

Поскольку $41,03 \leq 52,44$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 26.

Таблица 26 – 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	8,2	1,64	1050	1,64	МБП-СМ	114,8
		6,56		6,56	МБП-МВ	98,4
Продавочная жидкость	38,48		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	66,84		1400	56,12	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	93 553
					НТФ	23,0
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,72		1820	3,76	ПЦТ-II-100	10 408
					НТФ	2,35

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (3)$$

Где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;
 G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

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

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 44,42 / 10 = 4,4 - 5$ УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 7,25 / 13 = 0,55 - 1$
УС 6-30.

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

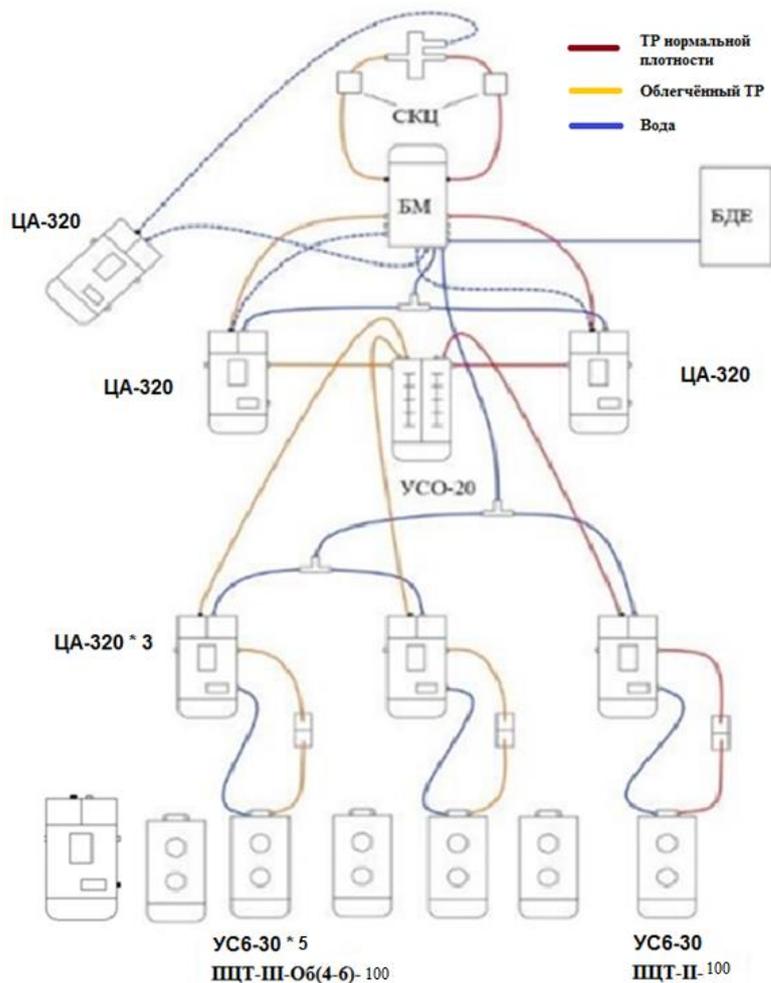


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки:

СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения 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.

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

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

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

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \text{ кг/м}^3, \quad (4)$$

$$\rho_{\text{ж.г.}} = 1081 \text{ кг/м}^3$$

Где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым; давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

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

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{вн.эк} = 2 * 37,05 = 74,1 \text{ м}^3$$

Где $V_{вн.эк}$ – внутренний объем ЭК секции, м^3 .

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 27.

Таблица 27 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
62	НКТ	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	4

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 **КИИМ-65**.

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

Принимаем арматуру фонтанная АФК1-65х14.

2.5 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 28 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 28 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	95,64	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	192 > 95,64
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	68,6	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	288 > 68,6
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	124,3	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	320/124,3=2,574 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	320		

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Анализ спуско-подъемных операций с применением СВП»

Введение

Буровые системы верхнего привода являются мировым образцом современного оборудования и применяются при планировании и ведении буровых работ по проводке нефтяных и газовых скважин.

Крупнейшие разработчики мировых систем с верхним приводом внедряют свои передовые технологии. Буровые подрядчики высоко оценивают преимущества систем верхнего привода по сравнению с ранее использовавшимся способом бурения с применением квадрата. Внедрение системы верхнего привода обеспечило увеличение рейсовой скорости бурения и повышение безопасности.

Согласно приказу Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» буровые установки должны оснащаться верхним приводом при:

- бурении скважин с глубины по стволу более 4500 м;
- вскрытии пластов с ожидаемым содержанием в пластовом флюиде сернистого водорода свыше 6% (объемных);
- наборе угла с радиусом кривизны менее 30 м в наклонно направленных и горизонтальных скважинах;
- бурении горизонтального участка ствола скважины длиной более 300 м в скважинах глубиной по вертикали более 3000 м;
- бурении всех морских скважин [4].

СВП обеспечивает выполнение следующих технологических операций:

- вращение бурильной колонны при бурении, проработке и расширении ствола скважины;
- свинчивание, докрепление бурильных труб;
- проведение спуско-подъемных операций с бурильными трубами, в том числе наращивание бурильной колонны свечами и однотрубками;

- проведение операций по спуску обсадных колонн;
- проворачивание бурильной колонны при бурении забойными двигателями;
- промывку скважины и проворачивание бурильной колонны при СПО;
- расхаживание бурильных колонн и промывку скважины при ликвидации аварий и осложнений [5-7].

Описание конструкции СВП

Конструкция СВП приведена на рисунке 7.

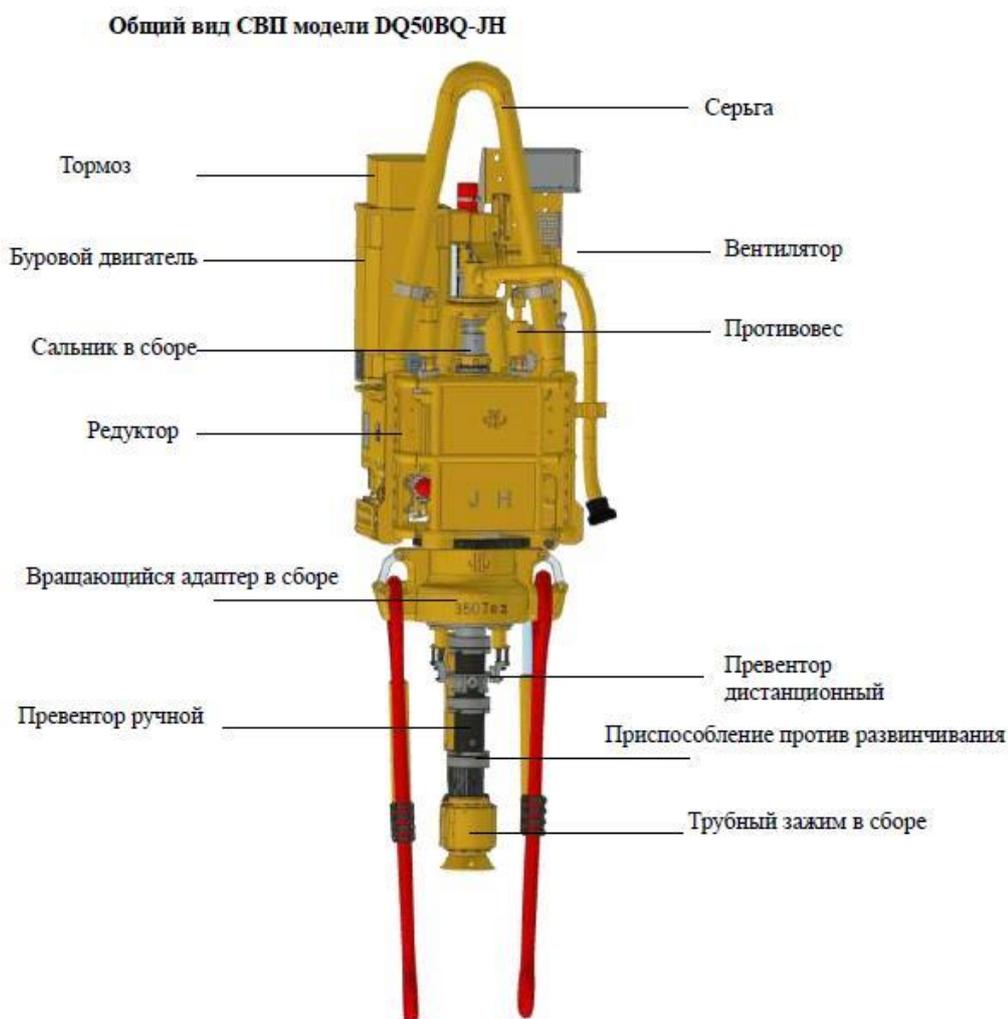


Рисунок 7 – Конструкция СВП

На крышке вертлюга-редуктора установлены электро- или гидромотор. Выходной вал мотора при помощи шлицов соединен с быстроходным валом

редуктора. К корпусу редуктора крепится рама, через которую реактивный крутящий момент передается на направляюще устройство, с него на вышку буровой установки.

Трубный манипулятор может разворачивать элеватор в нужную сторону: на мостки, на шурф для наращивания или в любую другую сторону при необходимости.

Трубный зажим служит для захвата и удержания от вращения верхней муфты трубы во время свинчивания (развинчивания) с ней ствола вертлюга.

Между ниппелем и стволом вертлюга навёрнут ручной шаровой кран для неоперативного перекрытия внутреннего отверстия ствола вертлюга. Для оперативного перекрытия отверстия ствола вертлюга перед отводом установлен внутренний превентор (двойной шаровой кран), который одновременно служит для удержания остатков промывочной жидкости после отвинчивания бурильной колонны.

Вертлюжная головка служит для передачи рабочей жидкости с невращающейся части системы верхнего привода на вращающуюся часть и позволяет не отсоединять гидравлические линии, когда трубный манипулятор вращается с бурильной колонной при бурении, при проработке скважины или позиционировании механизма отклонения штопов элеватора.

Система отклонения штопов предназначена для отвода и подвода элеватора к центру скважины. Система отклонения штопов представляет собой штопы, подвешенные на боковых рогах траверсы. К штопам крепятся гидроцилиндры отклонения штопов [8].

Преимущества использования СВП в буровых работах

Экономическая целесообразность применения СВП при стационарном бурении обусловлена следующими факторами:

- снижением затрат на капитальное строительство за счет отказа от бурения новых скважин и перехода к бурению многоствольных скважин;
- вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти из-за ухудшения коллекторских свойств продуктивных отложений;

- повышением продуктивности скважин за счет применения наклонно-горизонтальных скважин с увеличенной площадью фильтрации;
- увеличением темпов строительства горизонтальных скважин;
- **повышением эффективности бурения** (снижением доли вспомогательных операций):
 - отсутствуют временные затраты на извлечение и установку вертлюга и квадрата в шурф при переходе от бурения к спуско-подъемным операциям и наоборот;
 - остается больше времени на проходку скважины за счет сокращения времени при наращивании бурильной колонны и при проведении спуско-подъемных операций;
 - имеется возможность обеспечения непрерывного вращения бурильной колонны и циркуляции раствора при проработке ствола скважины методом "сверху вниз" и "снизу вверх";
 - непрерывное вращение бурильной колонны позволяет значительно понизить силы трения при ее подъеме и спуске в наклонные или горизонтальные скважины;
- **возможностью наращивания бурильных труб в любой точке** буровой установки, что позволяет осуществлять:
 - постоянный и эффективный контроль за скважиной, поскольку верхний привод (в сочетании с отсекающим шаровым краном) может быть подсоединен к бурильной колонне в любой точке вышки;
 - немедленное вращение и циркуляцию при обнаружении проблем в скважине.
 - соединение бурильных труб без применения трубных ключей или цепей для их свинчивания (снижение травматизма);
 - выдвижение к оси и от оси скважины элеватора, что уменьшает тяжелую физическую работу персонала с трубами и повышает безопасность работы с ними;

- сократить количество "ручных" операций с бурильными трубами, поскольку большинство из них выполняется дистанционно с пульта бурильщика;

- **повышением безопасности при бурении** скважин глубиной более 4500 м и горизонтальных участков длиной более 300 м (эффективный контроль за скважиной в процессе бурения, снижение вероятности «прихвата» инструмента и др.):

- возможность вести наращивание свечой, а не одной трубкой снижает число используемых соединений, что уменьшает вероятность несчастных случаев;

- снижение вероятности выброса флюида из скважины через бурильную колонну;

- наличие механизированного сдвоенного шарового крана (внутреннего превентора) позволяет быстро перекрыть внутреннее отверстие в колонне, тем самым предотвратить разлив бурового раствора при отсоединении ствола силового вертлюга от свечи. Вся операция проводится бурильщиком без участия остальных членов буровой бригады;

- облегчение спуска обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения.

Основной недостаток существующих конструкций верхних силовых приводов – высокая стоимость [6-7].

Сравнение процедуры спуска и подъема бурильной колонны с применением системы верхнего привода и с применением квадрата

Согласно «Единых норм времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые», содержание СПО с применением квадрата включает в себя следующие процедуры, указанные в таблице 29 [9].

Таблица 29 – Процедуры спуска и подъема бурильной колонны

Подъем бурильных свечей	Спуск бурильных свечей
Надеть элеватор на свечу, посаженную на клинья	Снять элеватор со свечи, посаженной на клинья
Снять колонну труб с клиньев	Поднять пустой элеватор до уровня верхового рабочего
Поднять элеватор с колонной труб вверх до уровня верхового рабочего	Подача свечи с подсвечника в элеватор
Посадить колонну труб на клинья	Поднять свечу с подсвечника
Раскрепить резьбовое соединение (без подрыва)	Смазать резьбовое соединение
Установить юбку на замковое соединение	Установить ниппель в муфту свечи, находящейся в клиньях
Подрыв свечи, слив раствора, освобождение соединения от юбки	Навернуть и закрепить свечу
Установить свечу на подсвечник	Снять колонну труб с клиньев
Открыть элеватор, установить свечу за палец	Спустить свечу в скважину
Спустить элеватор вниз, закрыть его на следующей свече	Посадить колонну на клинья

Порядок спуска и подъема бурильной колонны с применением СВП имеет мало отличий от процедуры с применением квадрата.

Статистические данные по времени спуско-подъемных операций приведены на рисунке 8 [10].

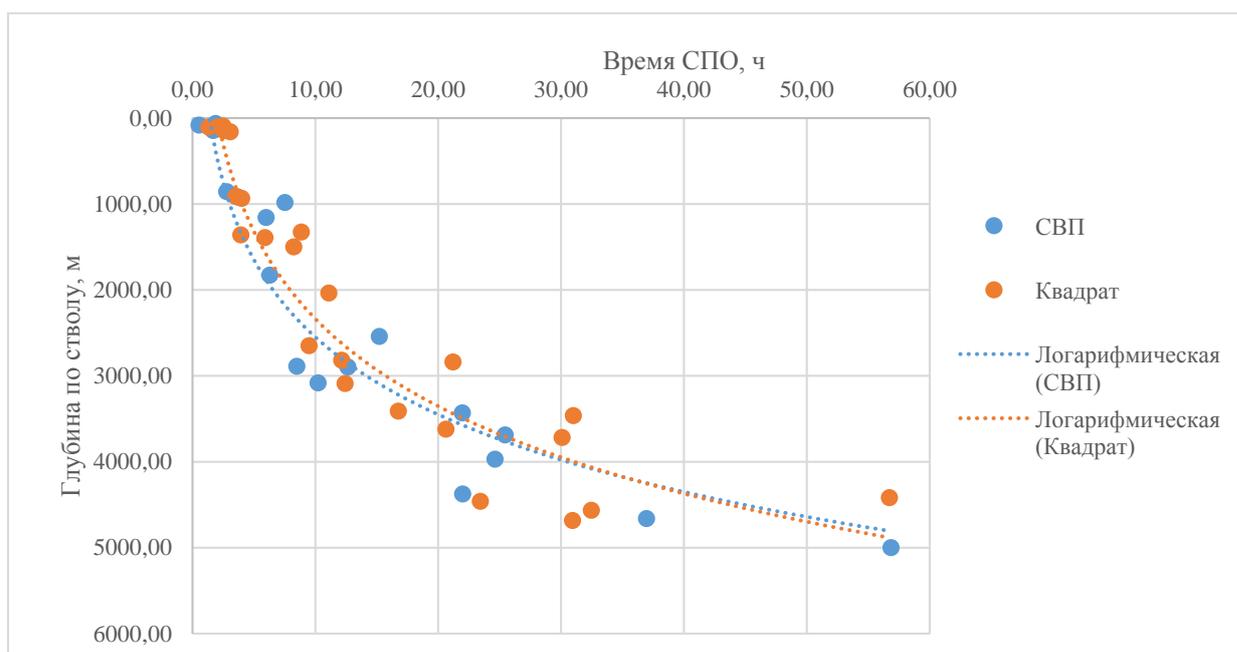


Рисунок 8 – Статистические данные по времени СПО

По данным графика на рисунке 8 видно, что время проведения спуско-подъемных операций почти не зависит от того, применяется ли СВП или нет. Но при этом применение СВП обеспечивает все свойственные этому оборудованию преимущества. Таким образом выгода представляется не в экономии времени, затрачиваемого на операцию, а в более безопасных условиях бурения, что уменьшает вероятность осложнений, и тем самым сокращает возможное непроизводительное время.

Сравнение процедуры наращивания с применением системы верхнего привода и с применением квадрата

Содержание процедуры наращивания бурильной колонны с применением квадрата и системы верхнего привода включает в себя процедуры, указанные в таблице 30 [9].

Таблица 30 – Процедуры наращивания бурильной колонны

Наращивание с СВП	Наращивание с квадратом
Открыть элеватор	Поднять ведущую трубу из скважины
Посадить колонну труб на клинья	Установить клинья во вкладыш ротора
Раскрепить замковое соединение с СВП	Посадить колонну труб на клинья
Удалить фильтр бурильной колонны	Раскрепить замковое соединение с ведущей трубой при помощи АКБ
Поднять пустой элеватор с фильтром до уровня верхового рабочего	Спустить ведущую трубу в шурф, расстопорить крюк и отсоединить вертлюг
Подача свечи с подсвечника в элеватор, установка фильтра	Надеть на штропы пустой элеватор, застопорить крюк в сторону верхового
Поднять свечу с подсвечника	Поднять пустой элеватор до уровня верхового рабочего
Смазать резьбовое соединение	Подача свечи с подсвечника в элеватор
Установить ниппель в муфту свечи, находящейся в клиньях	Поднять свечу с подсвечника
Навернуть и закрепить свечу с применением СВП	Смазать резьбовое соединение
Снять колонну труб с клиньев	Установить ниппель в муфту свечи, находящейся в клиньях
Продолжить бурение	Навернуть и закрепить свечу
	Спустить свечу в скважину, посадить на клинья
	Снять элеватор со штропов, расстопорить крюк

Продолжение таблицы 30

Наращивание с СВП	Наращивание с квадратом
	Повернуть крюк в сторону вертлюга, застопорить, зацепить вертлюг
	Поднять ведущую трубу из шурфа
	Смазать резьбовое соединение
	Установить ниппель рабочего переводника в муфту свечи, находящейся в клиньях
	Навернуть и закрепить ведущую трубу
	Снять колонну труб с клиньев
	Установить в ротор направляющий роликовый вкладыш (калибуш)
	Продолжить бурение

Статистические данные по суммарному времени наращивания приведены на рисунке 9 [10].

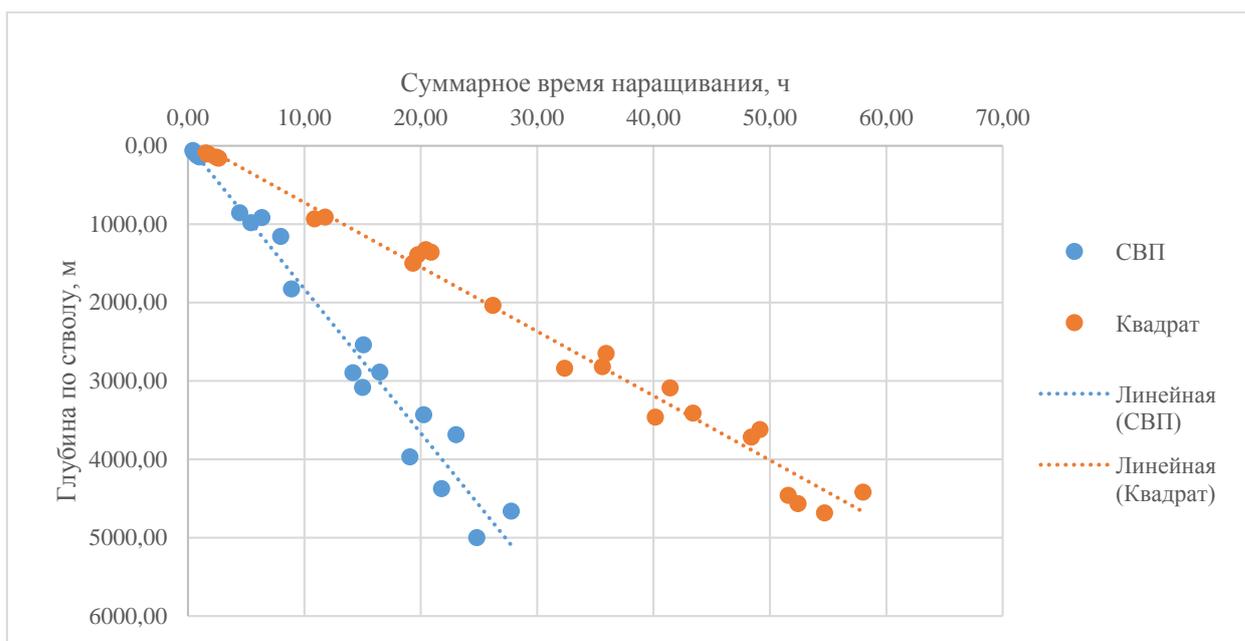


Рисунок 9 – Статистические данные по суммарному времени наращивания

По данным графика на рисунке 9 видно, что суммарное время наращивания намного меньше при использовании СВП. Так, среднее время наращивания при использовании квадрата составляет 10,5 минут, в то же время для СВП это время составляет 3,5 минуты. При сопоставлении затрачиваемого на наращивание времени, использование СВП сокращает время строительства скважины на 20 и более часов при бурении глубоких

скважин от 4000 м. Данные на рисунке 9 соответствуют наращиванию свечами по 24 м, при наращивании однетрубками по 12 м разница суммарного времени, затраченного на наращивание, была бы еще более значительной.

Кроме того, сокращение времени наращивания при использовании силового верхнего привода значительно сокращает вероятность возникновения прихватов.

Заключение

Использование системы верхнего привода обеспечивает большое количество преимуществ по сравнению с использованием квадрата:

- значительно сокращается время, затрачиваемое на наращивание, причем экономия тем больше, чем больше глубина бурения по стволу;
- несмотря на отсутствие выигрыша по времени при проведении спуско-подъемных операций, условия работы буровой бригады значительно улучшаются за счет средств механизации;
- уменьшается вероятность возникновения осложнений и аварий, связанных с оставлением бурильной колонны в неподвижном состоянии на длительный период, что сокращает потери времени и денежных средств, затрачиваемых на их ликвидацию.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Братцев Сергей Сергеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и

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 ОСГН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Братцев Сергей Сергеевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

В современных условиях хозяйствования возрастают требования к экономической подготовке инженерно-технических кадров. Одним из путей улучшения экономической подготовки инженеров является выполнение на должном теоретическом и практическом уровне раздела ВКР: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- произвести расчет нормативной продолжительности выполнения работ согласно теме ВКР и представить календарный график выполнения работ;
- представить сметную стоимость выполнения работ с расчетом отдельных статей сметы.

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Исходные данные к расчету представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2760
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонну	Совмещенный (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	ø 323,9 мм на глубину 60 м
- кондуктор	ø 244,5 мм на глубину 740 м
- эксплуатационная колонна	ø 146,1 мм на глубину 2760 м
Буровая установка	ЗД-86
Оснастка талевой системы	5х6
Насосы:	
- тип, количество, шт.	УНБТ-950 – 2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-60 м	70,19
- в интервале 60-740 м	50,69

Продолжение таблицы 31

- в интервале 740-2760 м	31,1
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	ø 165 мм, 66 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 60-740 м	ВЗД ДГР1-240.7/8.55
- в интервале 740-2760 м	ВЗД ДГР-165.7/8.49
Бурголовка при отборе керна	БИТ 190,5/100 В 913
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

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

При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины.

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

Нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_{\text{б}} = T_{\text{бн}} \cdot h, \quad (5)$$

где $T_{\text{бн}}$ – норма времени на бурение одного метра, час;

h – величина нормативного интервала, метр.

Расчет нормативного времени бурения представлен в таблице 32. Нормы времени приняты в соответствии с опытом бурения скважин в настоящее время.

Таблица 32 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,025	1,5
680	0,029	19,4
1808	0,033	60,26
212	0,2	42,4
Итого		123,56

Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = h/P, \quad (6)$$

где P – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Результаты расчета нормативного количества долот сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале h , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале P , м	n
60	700	0,09
680	4000	0,17
1808	3200	0,57
212	400	0,53
Итого на скважину		1,36

При расчете нормативного времени на спуско-подъемные операции, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{\text{сп}} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2d - h)}{2L}, \quad (7)$$

$$N_{\text{под}} = \frac{n \cdot h + N_{\text{сп}}}{L}, \quad (8)$$

$$T_{\text{сп}} = \frac{N_{\text{сп}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (9)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{N_{\text{под}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (10)$$

где $N_{\text{сп}}$, $N_{\text{под}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{\text{сп}}$, $T_{\text{под}}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{\text{св}}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [11, 13].

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:

$$\sum T_{\text{мон}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч}$$

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

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].

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в приложении Б в таблице Б.1.

4.2 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 обслуживающего персонала, приведенного в таблице 34.

Таблица 34 – Персонал, занятый при бурении скважины

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

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

Календарное время бурения 528,54 часов или 22,0 суток, с учетом поправочного коэффициента 1,1 – 589,39 часов или 24,2 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 243,6 часов или 10,5 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы									
		1			2			3			
Вышкомонтажная	45	■									
			■								
				■							
					■	■					
Буровая	24,2					■					
							■	■	■		
Испытания	10,5								■	■	

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

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

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [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 приложении Б в таблицах Б.2 и Б.3.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (61,09), произведение которых на первый квартал 2023 года составляет 85,52 [18, 19].

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

Технико-экономические показатели определяются по формулам:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m}, \quad (11)$$

где H – глубина скважины, м;

t_m – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{\text{СПО}}}, \quad (12)$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k}, \quad (13)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине (м):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n}, \quad (14)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле:

$$C_c^{1M} = \frac{C_{\text{см}} - \Pi}{H}, \quad (15)$$

Результаты расчета технико-экономических показателей сведены в таблицу 36.

Таблица 36 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2760
Продолжительность бурения, сут.	15,88
Механическая скорость, м/ч	22,33
Рейсовая скорость, м/ч	8,27
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	3759,8
Проходка на долото, м	690
Стоимость одного метра, руб.	44611,5

Вывод

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 126 278 461,82 руб.

Разведочное бурение является одним из важных этапов при планировании разработки месторождения. В стоимость строительства закладывается полный цикл строительства скважины начиная от подготовки площадки под буровую (кустовую) площадку и заканчивая процессами

испытания и освоения. Таким образом, разведочная скважина – это технически и технологически сложный объект с несколькими ключевыми этапами, качественное выполнение которых стоит значительных средств. От качества построенной разведочной скважины и от достоверности полученной информации зависит будущий проект разработки месторождения. Чем больше информации будет получено, тем более детальным и проработанным будет проект и тем меньше потребуются дополнительных исследований для его завершения.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Братцев Сергей Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2760 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации</p>	<p>Объект исследования: <i>проектные решения для строительства разведочной вертикальной скважины на газовом месторождении.</i></p> <p>Область применения: <i>проект на строительство скважины.</i></p> <p>Рабочая зона: <i>полевые условия.</i></p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: <i>Ротор – 1 шт, Клиновой пневматический захват – 1 шт, Универсальный механический ключ – 2 шт, Автоматический ключ бурильщика – 1 шт, Пульт управления – 1 шт, Крюкоблок – 1 шт. Подсвечник – 2 шт. Вспомогательная лебёдка – 1 шт.</i></p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <i>механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте:</p> <p>– Федеральные законы и постановления правительства;</p> <p>– «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ);</p> <p>– Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>– Анализ потенциальных вредных и опасных</p>	<p>Возможные опасные и вредные факторы при строительстве скважины:</p> <p>– Повышенный уровень вибрации;</p> <p>– Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;</p>

<p>производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия ОВПФ</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания; – Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды; – Ударные волны воздушной среды. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – виброизоляционные элементы одежды; – наушники, вкладыши; – вентиляция; – респираторы и противопыльные тканевые маски; – защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: <i>не оказывает в связи с географией работ.</i> Воздействие на литосферу: <i>отходы бурения (шлам).</i> Воздействие на гидросферу: <i>отходы бурения (буровой раствор).</i> Воздействие на атмосферу: <i>выхлопные газы ДВС.</i></p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС: <i>пожары (взрывы) на производственном объекте; геофизические опасные явления; аварии с выбросом химически опасных веществ; внезапное обрушение сооружений; природные пожары.</i> Наиболее типичная ЧС: <i>газонефтеводопроявление (ГНВП).</i></p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Братцев Сергей Сергеевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины, а также непосредственное бурение и крепление скважины.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются такие вопросы как: правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности; производственная безопасность; экологическая безопасность.

Основной целью является выявление возможных вредных и опасных факторов на производстве, а также анализ воздействия предполагаемых источников загрязнения на окружающую среду, возникающих в результате реализации проекта на строительство скважины.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке имеет такие особенности, как вахтовый метод работы и наличие определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, регламентируемые главой 47 Трудового кодекса Российской Федерации «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом».

Ст. 297. регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности об обустройстве вахтовых поселков для работников.

Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом. К работам не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением [20].

Лица моложе восемнадцати лет не могут привлекаться ко всем видам работ, связанных с бурением нефтяных, газовых и других скважин, а также с добычей нефти и газа согласно ПП РФ от 25.02.2000 №163 [21].

Ст. 299-302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты – 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск) [20].

Работник буровой имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [22].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [23].

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 креслом. 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» [24]. Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Конструкция регулируемого кресла оператора должна соответствовать требованиям ГОСТ 21889-76 [25]. При необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в приложении В таблице В.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [26].

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Аномальные микроклиматические параметры воздушной среды

Микроклимат определяется воздействием на организм человека совокупностью температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температурой окружающих поверхностей согласно ГОСТ 12.1.005-88 [27].

Строительство скважин выполняется круглый год на открытом воздухе в том числе в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к СИЗ – комплект средств индивидуальной защиты от холода СИЗ с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей. При определенных значениях температуры воздуха и ветра работы приостанавливаются.

Режимы труда и отдыха в холодное время определены МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [28].

Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Шум на буровой установке возникает в результате работы бурового оборудования. Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы. Шум может увеличить риск при действии с другими факторами.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [29] постоянный, эквивалентный производственный шум не должен превышать уровень звука в 85 дБА для данного вида работ. Мероприятия по предотвращению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [30] и коллективных средств защиты (звукоизолирующие кожухи, малозумные машины и звукопоглощающие облицовки) согласно ГОСТ 12.1.029-80 [31].

Повышенный уровень вибрации

Вибрация возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Различают общую и локальную вибрацию. А также транспортная, технологическая и транспортно-технологическая. Общая вибрация передаётся через сиденье и пол и считается более вредной, локальная вибрация – через руки. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь.

Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [32]. Для устранения вредного воздействия необходимо использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы) согласно ГОСТ 12.4.002-97 «Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний» [33].

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Освещение рабочих мест внутри и снаружи буровой установки характеризуется освещённостью, яркостью и др. Недостаточная освещённость рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, способствует развитию близорукости, сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме. Согласно требованиям ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерения» [34], освещение рабочего места должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, иметь спектр близкий к естественному, коэффициент пульсации не должен превышать 10%, поскольку в помещении находятся вибрирующие объекты (вибросита).

На буровой установке используется естественное, искусственное и совмещенное освещение. Нормы освещённости на буровой установке, утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБНГП) [4].

Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего

Фактор проявляется при выполнении технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности, приводящих к появлению механических травм.

Мероприятия по предупреждению данного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [4], проведение инструктажей по технике безопасности, расположение оповещающих знаков при ремонтных работах, обеспечение рабочего персонала СИЗ (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.).

Все механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора. Требования к испытанию установлены в РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин» [35]. Испытание включает в себя внешний осмотр, статическое и динамическое испытания. В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты, которые также подлежат испытанию.

Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током

Проявление фактора возможно при касании к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Ток производит биологическое, термическое и электролитическое действие, и приводит к ожогам частей тела, потере зрения, нарушению дыхания и повреждению внутренних органов.

Предупреждение поражений электрическим током на объектах включает в себя: применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки, зануления; применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок; проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок в соответствии с требованиями ПУЭ [36] и приказа от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [37]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением (изоляция, ограждения) знаки и площади безопасности.

Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты

Данный фактор возникает при вышккомонтажных работах и спускоподъемных операциях и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения. Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [4] и включают в себя: использование верховым рабочим страховочного троса; оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м; установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров – не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Пожаровзрывоопасность

Опасный фактор возникает вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, поступающими из скважины (нефть, газ и т.д.), разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления, или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

Взрывы могут возникнуть при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. В результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций, что предоставляет опасность для человека. В зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях минимизации последствий пожара и взрыва на буровой площадке проводятся следующие мероприятия: размещение служебных и бытовых сооружений на период бурения на расстоянии не менее высоты вышки плюс 10 метров от устья скважин; запрет на хранение горючесмазочных материалов (ГСМ) в металлических емкостях ближе 40 метров от устья скважины; обнаружение, отвод и удаление взрывоопасной среды при помощи газоанализатора и газосепаратора [38, 39].

В качестве первичных средств пожаротушения на территории буровых площадок размещаются пожарные щиты типа ЩП-В [40]. Комплектация пожарного щита ЩП-В: огнетушитель ОП-10 или 2 огнетушителя ОП-4, ОП-5 или 2 огнетушителя ОП-10; лом – 1 шт; ведро – 1 шт; покрывало для изоляции очага возгорания – 1 шт; лопата штыковая – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик с песком 0,5 куб. метра – 1 шт.

5.3 Экологическая безопасность

Строительство скважин сопровождается большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Наибольший вред наносится земельным, лесным и водным ресурсам.

В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды.

С целью сокращения объемов наработки бурового раствора и уменьшения объема ОБР, подлежащего обезвреживанию и утилизации, предусмотрена четырехступенчатая система отчистки бурового раствора от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Шламовый амбар должен быть обвалован: высота обвалования 1 м, ширина по верху – 0,8 м, уклон до 1:2. В целях предупреждения загрязнения грунтовых вод инфильтратом отходов бурения дно и стенки амбара должны быть гидроизолированы. Гидроизоляция может выполняться цементно-глинистой пастой. Требования к сооружению шламовых амбаров регламентированы РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» [41].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП

РФ от 10 июля 2018 года N 800 «О проведении рекультивации и консервации земель» [42].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы: очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки; строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них; покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Для обеспечения охраны недр, в том числе подземных вод, строительство скважин предусматривается в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин» [43].

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

- обеспечивает охрану недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение, нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду путем использования рационального количества обсадных колонн, расчета глубин их спуска, изоляции нефтеводоносных горизонтов тампонажными растворами за всеми обсадными колоннами, а также установкой на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90 [44];

- предотвращает проникновение газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р-402;

- уменьшает степень загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов применяются следующие технологические решения: кольматация стенок скважины с образованием прочной низкопроницаемой фильтрационной корки, препятствующей проникновению фильтрата бурового раствора в водоносный горизонт; обработка бурового раствора высокомолекулярными соединениями, обеспечивающими снижение фильтрационных свойств промывочной жидкости; ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления.

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ Р 58577-2019 [45] для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

При строительстве скважин существует вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, как природного, так и техногенного характера. Результаты анализа вероятных ЧС приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является газонефтеводопроявление (ГНВП), возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНПП [4]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причины возникновения ГНВП при строительстве скважин:

- неправильное планирование проведения работ, которое привело к неверным действиям при создании давления рабочего раствора во время выполнения капитального ремонта;
- снижение уровня жидкости в скважине вследствие поглощения или неверного выполнения спуско-подъемных операций;
- снижение плотности рабочей жидкости во время простоев работы из-за поступления через стенки воды или газа;
- несоблюдение рекомендуемого временного интервала между циклами работ;
- освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды;

– возникновение процессов поглощения жидкости в стволе скважины.

5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

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

– не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных геологотехническим нарядом (далее ГТН);

– долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить непрерывный характер;

– цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, что обеспечивает надежную герметизацию устья при борьбе с ГНВП.

– при снижении плотности бурового раствора более чем на 0,03 г/см³ необходимо принимать немедленные меры по ее восстановлению;

– иметь 2-кратный запас раствора на скважинах при вскрытии зон с возможными ГНВП, продуктивных горизонтов на неразведанных площадях и объектах, на газовых и газоконденсатных месторождениях и месторождениях с аномально высокими давлениями;

– избегать применения КНБК с малыми зазорами;

– перед вскрытием объектов с высоким пластовым давлением, где возможно проявление, под ведущей бурильной трубой устанавливают обратный клапан.

При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [46].

Существует несколько способов ликвидации ГНВП. Метод уравновешенного пластового давления – забойное давление поддерживается несколько выше пластового на протяжении всего процесса (непрерывное глушение скважины; двухстадийное глушение скважины; двухстадийное растянутое глушение скважины; ожидание утяжеления). Метод ступенчатого глушения скважины – применяется, если при использовании вышеописанных способов возникают давления, превышающие допустимые давления на устье.

Выводы

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при работе на роторной площадке.

В процессе строительства скважины рабочий подвергается широкому спектру опасных и вредных факторов, таким как повышенный уровень вибрации, повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования и т.д.

Для снижения степени негативного воздействия перечисленных факторов рабочие снабжаются средствами индивидуальной защиты, а рабочие места средствами коллективной защиты, требования к которым задаются нормативной документацией.

Во время строительства скважины возможны следующие ЧС: пожары (взрывы) на производственном объекте, геофизические опасные явления, аварии с выбросом химически опасных веществ, метеорологические опасные явления, внезапное обрушение сооружений, природные пожары. Наиболее типичной ЧС является газонефтеводопроявление.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно техническому заданию в данной выпускной квалификационной работе были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2760 метров на нефтяном месторождении.

Проектная конструкция скважины включает в свой состав три обсадные колонны: направление, кондуктор и эксплуатационную колонну. Глубины спуска обеспечивают безопасность ведения работ и выполнение целей бурения. Для непосредственного механического углубления выбраны шарошечное долото под направление и долота с резцами PDC для остальных интервалов, в том числе интервалов отбора керна. Режимы бурения спроектированы с учетом статистических и расчетных данных. В программном обеспечении были осуществлены расчеты для проверки бурильной колонны на прочность, а также расчеты гидравлической программы промывки для выбора режима работы бурового насоса на каждом интервале. В разделе заканчивания скважины были рассчитаны нагрузки, действующие на обсадные колонны, и согласно этим нагрузкам подобраны оптимальные толщина стенки и группа прочности. Для целей крепления скважины разработана схема обвязки цементировочной техники, рассчитаны объемы технологических жидкостей. Выбрано устьевое оборудование: колонная головка ОКК1-14-146x245 К1 ХЛ, противовыбросовое оборудование ПВО ОП5-280/80x35 и фонтанная арматура АФК1-65x14.

При рассмотрении специального вопроса были проанализированы спуско-подъемные операции с применением СВП. Полученные данные свидетельствуют о преимуществе данной системы, благодаря чему может быть сэкономлено время строительства скважины.

В главе финансовый менеджмент сформирована нормативная карта, а также рассчитана сметная стоимость бурения и крепления скважины. В разделе социальная ответственность рассмотрены опасные и вредные факторы производства и меры предупреждения их возникновения.

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 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

5. Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин, Учебник для вузов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 1007 с.

6. Системы верхнего привода Уралмаш [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.uralmash-ngo.com/shop/sistema-verhnego-privoda/> (дата обращения 03.04.2023).

7. Технология за Круглым Столом: Верхние силовые приводы [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.rogtecmagazine.com/%D1%82%D0%B5%D1%85%D0%BD%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%B3%D0%B8%D1%8F-%D0%B7%D0%B0-%D0%BA%D1%80%D1%83%D0%B3%D0%BB%D1%8B%D0%BC-%D1%81%D1%82%D0%BE%D0%BB%D0%BE%D0%BC->

%D0%B2%D0%B5%D1%80%D1%85%D0%BD%D0%B8%D0%B5/?lang=ru
(дата обращения 03.04.2023).

8. Системы верхнего привода SLC-Ж [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://slc-jh.ru/ru/production/svp.html> (дата обращения 03.04.2023).

9. Постановление Государственного комитета СССР по труду и социальным вопросам и Секретариата ВЦСПС от 7 марта 1986 года N 81/5-86 «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые».

10. Walid Mohamed Mahmud and Saber Kh. Elmabrouk. Rig Selection and Cost Analysis; a Comparison of Top Drive and Rotary Table Drive Rig Systems. Proceedings of the 2016 International Conference on Industrial Engineering and Operations Management Detroit, Michigan, USA, September 23-25, 2016.

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: 12.05.2023).

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: 12.05.2023).

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: 12.05.2023).

19. Письмо Госстроя СССР 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: 12.05.2023).

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

21. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. № 163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет».

22. Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

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

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

25. ГОСТ 21889-76 «Система "человек-машина". Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования».

26. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
27. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
28. МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях».
29. ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности».
30. ГОСТ 12.4.275-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний».
31. ГОСТ 12.1.029-80 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация».
32. ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования».
33. ГОСТ 12.4.002-97 «Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний».
34. ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерения».
35. РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин».
36. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
37. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
38. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».
39. ГОСТ 12.1.010-76 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования».

40. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

41. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».

42. Постановление правительства Российской Федерации от 10 июля 2018 года N 800 «О проведении рекультивации и консервации земель».

43. ВРД 39-1.13-057-2002 «Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин».

44. ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции».

45. ГОСТ Р 58577-2019 «Правила установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ проектируемыми и действующими хозяйствующими субъектами и методы определения этих нормативов».

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

Приложение А

Технологическая часть проекта

Таблица А.1 – КНБК для бурения секции под направления

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	60	393,7 (15 1/2) GRDP127	172	0,4
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 390 М	258	1,1
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	6420	30
		Переводник П-161/133	90	0,53
		ПК-127х9,19 Е	856	27
Σ			7949	60

Таблица А.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
60	740	11 5/8" БТ6919SMA-083	130	0,34
		К 295 МС	114	0,9
		ДГР1-240.7/8.55	2703	10,225
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/152	87	0,521
		К 295 МС	114	0,9
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	6420	30
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	21321,36	671
Σ			31896	740

Таблица А.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
740	2760	7 1/2" БТ7716МА-042	48	0,27
		2-К190,5СТ	50	0,5
		ДГР-165.7/8.49	1015	8,652
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		Переводник П-133/147	31	0,51
		УБТС2-165	8976	66
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	85254	2682
Σ			95638	2760

Таблица А.4 – КНБК для отбора керна (2480-2520 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2480	2520	БИТ 190,5/100 В 913	25	0,2
		КИ 2.2. 195/100	1165	14,4
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-165	4080	30
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	78660	2474
Σ			84033	2520

Таблица А.5 – КНБК для отбора керна (2540-2650 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2540	2650	БИТ 190,5/100 В 913	25	0,2
		КИ 2.2. 195/100	1165	14,4
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-165	4080	30
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	82793	2604
Σ			88166	2650

Таблица А.6 – КНБК для отбора керна (2668-2730 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2668	2730	БИТ 190,5/100 В 913	25	0,2
		КИ 2.2. 195/100	1165	14,4
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-165	4080	30
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	85336	2684
Σ			90709	2730

Таблица А.7 – 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	60	60	393,7	-	1,30	8,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 5,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,20
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 59,4
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 53,9
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					
60	740	680	295,3	304	1,70	76,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 1,45
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 45,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,10
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 121,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 171,8
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 94,9
Экспл. 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					
740	2760	2020	190,5	225	1,1	113,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 6,15
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 73,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 11,1
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 231,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 322,0
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} = 208,7

Таблица А.8 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
каустическая сода	Регулятор pH	25	59,4	2,4	101,9	4,1	145,6	5,8	306,9	13
глина ПБМБ	структурообразователи	1000	891,2	0,9	3057,9	3,1	4367,3	4,4	8316,4	9
кальцинированная сода	регулятор жёсткости	25	59,4	2,4	203,9	8,2	291,2	11,6	554,4	23
PAC HV	высоковязкий понизитель фильтрации	25	29,7	1,2	101,9	4,1	145,6	5,8	277,2	12
УФЭ8	ПАВ	25	59,4	2,4	203,9	8,2	291,2	11,6	554,4	23
REOLUB	смазочная добавка	172	297,1	1,7	1019,4	5,9	1455,8		2772,1	8
КМЦ	понизитель фильтрации	25		0,0	3057,9	122,3	4367,3	174,7	7425,2	298
пенегаситель	предотвращения пенообразования	20	11,9	0,6	40,8	2,0	58,2	2,9	110,9	6
барит	утяжелитель	1000					12505,6	12,5	12505,6	13

Таблица А.9 – 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	60	БУРЕНИЕ	0,402	0,058	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	18	92	429,5
Под кондуктор									
60	740	БУРЕНИЕ	0,489	0,074	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	9	88,5	275,3
Под эксплуатационную колонну									
740	2760	БУРЕНИЕ	0,869	0,109	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	8	88,4	158,2
2480	2520	ОТБОР КЕРНА	0,563	0,071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	82,4
2540	2650	ОТБОР КЕРНА	0,563	0,071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	82,4
2668	2730	ОТБОР КЕРНА	0,563	0,071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	82,4

Таблица А.10 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	170	203,3	1	107	35,1	70,19
60	740	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	88	25,34	50,69
740	2760	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	108	31,1	31,1
2480	2520	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16
2540	2650	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16
2668	2730	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16

Таблица А.11 – 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				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	85,8	61,2	0,0	14,5	0,1	10,0
60	740	БУРЕНИЕ	218,5	54,3	110,0	43,3	0,9	10,0
740	2760	БУРЕНИЕ	221,1	50,9	90,0	48,6	21,5	10,0
2480	2520	ОТБОР КЕРНА	78,1	40,9	0,0	18,3	14,4	4,5
2540	2650	ОТБОР КЕРНА	79,7	40,9	0,0	19,2	15,1	4,5
2668	2730	ОТБОР КЕРНА	80,7	40,9	0,0	19,7	15,6	4,5

Приложение Б

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица Б.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, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
Бурение под направление	393,7 (15 1/2) GRDP127	0	60	700	0,025	60	0,09	1,5	0,20	1,70
Промывка (ЕНВ)										0,07
Наращивание (ЕНВ)										0,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,50
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,35
Крепление (ЕНВ)										11,70
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										16,40
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,82
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										17,32
Бурение под кондуктор	11 5/8" БТ6919SMA-083	60	740	4000	0,029	680	0,17	19,4	3,80	23,23
Промывка (ЕНВ)										0,57
Наращивание (ЕНВ)										7,00
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,53
Крепление (ЕНВ)										37,57
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50

Продолжение таблицы Б.1

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					
Итого:										72,09
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,60
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										76,20
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	740	2480	3200	0,033	1740	0,54	58,0	8,15	66,15
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	2480	2520	400	0,2	40	0,10	8	28,95	36,95
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	2520	2540	3200	0,033	20	0,01	0,7	9,73	10,40
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	2540	2650	400	0,2	110	0,28	22	69,44	91,44
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	2650	2668	3200	0,033	18	0,01	0,6	10,04	10,64
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	2668	2730	400	0,2	62	0,16	12,4	40,48	52,88
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	2730	2760	3200	0,033	30	0,01	1	10,26	11,26
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,20
Нарращивание (ЕНВ)										21,00
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,02
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,53
Крепление (ЕНВ)										53,85
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,80
Выброс инструмента (ЕНВ)										12,67
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97

Продолжение таблицы Б.1

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					
Итого:										411,26
Ремонтные работы (ЕНВ)										20,56
Смена вахт (ЕНВ)										3,20
Итого:										435,02
Итого по колоннам:										528,54

Таблица Б.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6						
Социальные отчисления, 30%				155,0						
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	32,4	1,6	222,4	15,9	2194,7
Социальные отчисления, 30%						9,7		66,7		658,4
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4						
Социальные отчисления, 30%				13,9						
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	3,4	1,6	23,2	15,9	228,7
Социальные отчисления, 30%						1,0		7,0		68,6
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	59,2	1,6	407,0	15,9	4015,9
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	335,6	1,6	2306,3	15,9	22759
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6					1,6	361,5	13,9	3115,9
Прокат ВЗД	сут	103,6					1,6	166,7	13,9	1437,3
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,6	14,3	15,9	141,3
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	1,6	12,1	15,9	119,8
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	1,6	240,6	15,9	2374,0
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	7,9	1,6	54,6	15,9	538,7
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	23,5	1,6	161,6	15,9	1594,5
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,6	8,9	15,9	87,8
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	39,6	1,6	272,5	15,9	2688,7
Каустическая сода	т	140,3			0,1	7,9	0,1	14,0	0,2	28,1
ПБМБ	т	284,6			0,9	256,1	3,1	882,3	4,4	1252,2

Продолжение таблицы Б.2

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Кальцинированная сода	т	124,8			0,1	7,0	0,2	25,0	0,3	37,4
РАС-NV	т	738,7			0,1	73,9	0,1	73,9	0,1	73,9
УФЭ8	т	681,6			0,1	68,2	2,0	1363,2	0,3	204,5
REOLUB	т	472,9			0,3	141,9	1,0	472,9	1,5	709,4
КМЦ	т	188,4			0,1	10,6	3,1	584,0	4,4	829,0
Пеногаситель	т	657,1			0,1	65,7	0,1	65,7	0,1	65,7
Барит	т	76,1							12,5	951,3
Итого затрат зависящих от времени, руб			8747,5		1189,8		7806,2		46174,7	
Затраты, зависящие от объема работ										
393,7 (15 1/2) GRDP127	шт	1985,7			0,1	170,2				
11 5/8" БТ6919SMA-083	шт	1522,0					0,2	258,7		
7 1/2" БТ7716МА-042	шт	5254,6							0,6	2968,8
БИТ 190,5/100 В 913	шт	4463,0							0,5	2365,4
Калибратор КЛС 390 М	шт	890,5			0,1	76,3				
Калибратор К 295 МС	шт	565,4					0,2	96,1		
Калибратор 2-К190,5СТ	шт	290,3							0,6	164,0
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		246,5		354,9		5498,2	
Итого по колоннам, руб			8747,5		1436,3		8161,1		51672,9	
Всего по сметному расчету, руб			70017,8							

Таблица Б.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	63,0	1,6	202,2	2,2	289,8
Социальные отчисления, 30%				18,9		60,7		86,9
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,7	1,6	18,2	2,2	26,0
Социальные отчисления, 30%				1,7		5,4		7,8
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,7	1,6	11,8	2,2	16,9
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	123,3	1,6	395,9	2,2	567,4
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	698,6	1,6	2243,5	2,2	3215,5
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	67,7	1,6	217,4	2,2	311,7
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,3	1,6	13,9	2,2	20,0
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	82,5	1,6	265,0	2,2	379,9
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	9,0	1,6	28,8	2,2	41,3
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	16,5	1,6	53,1	2,2	76,1
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	20,0	164,2
БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	шт	142,57	1,0	142,6				
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	74,77			1,0	74,8		
БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	шт	75,4					1,0	75,4
ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	шт	45,1	6,0	270,6				
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	34,6			23,0	795,8		
ЦПЦ-146/190 («НефтьКам»)	шт	16,5					103,0	1699,5
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	398,94	1,0	398,9				
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	301,4			1,0	301,4		
ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	шт	246,7					1,0	246,7
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	126,4	1,0	126,4				
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2		
ПРП-Ц-В/Н-146 («Уралнефтемаш»)	шт	21,5					2,0	43,0
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	2845	1,0	2845,0				
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2550			1,0	2550,0		
Головка цементировочная ГЦУ-146	шт	1828					1,0	1828,0
Итого затрат зависящих от времени, руб				4944,0		7444,8		9096,1

Продолжение таблицы Б.3

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324x8,5 Д	м	28,53	60,0	1711,8				
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	24,43			740,0	18078,2		
Обсадные трубы 146x8,5; 146x7 Д	м	17,8					2760,0	49128,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	75,8	8,4	636,7				
Портландцемент тампонажный ПЦТ-II-100	т	77,4			4,5	348,3	11,7	905,6
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-100	т	48,1			28,6	1375,7	36,2	1738,8
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			2928,5		21194,3		54117,5	
Всего затрат, руб					78240,3			
Всего по сметному расчету, руб					99725,3			

Таблица Б.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	118 524	10 136 880,27
	Итого по главе 1	118 524	10 136 880,27
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	185 094	15 830 349,44
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	970 805,63
	Итого по главе 2	196 445	16 801 155,07
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	70 018	5 988 339,66
3.2	Крепление скважины	99 725	8 529 102,60
	Итого по главе 3	169 743	14 517 442,26
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	31 830	2 722 256,97
	Итого по главе 4	31 830	2 722 256,97
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	31 830	2 722 256,97
	Итого по главе 5	31 830	2 722 256,97
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	17 008	1 454 653,91
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	1 260	107 752,14
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 777 029,22
	Итого по главе 6	50 738	4 339 435,27
	ИТОГО прямых затрат	589 453	50 413 536,75
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	147 363	12 603 384,19
	Итого по главе 7	147 363	12 603 384,19
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 5% на итог прямых затрат и накладных расходов	36 841	3 150 846,05
	Итого по главе 8	36 841	3 150 846,05
	ИТОГО по главам 1-8	773 657	66 167 766,99
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	189 546	16 211 102,91
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	34 041	2 911 381,75
9.3	Северные надбавки 2,98%	23 055	1 971 799,46
9.4	Лабораторные работы 0,15%	1 160	99 251,65
9.5	Промыслово-геофизические работы	-	7 500 000,00
9.6	Услуги по отбору кернa	-	4 500 000,00
9.7	Транспортировка кернa	-	94 000,00

Продолжение таблицы Б.4

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
9.8	Изготовление керновых ящиков	-	46 000,00
9.9	Авиатранспорт	-	3 250 000,00
9.10	Транспортировка вахт автотранспортом	-	558 000,00
9.11	Бурение скважины на воду	-	170 000,00
9.12	Перевозка вахт	-	920 000,00
9.13	Услуги связи на период строительства скважины	-	52 000,00
	Итого прочих работ и затрат	246 642	38 283 535,77
	ИТОГО по гл 1-9	1 020 299	104 451 302,76
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 547	132 335,53
	Итого по главе 10	1 547	132 335,53
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 2,4% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	24 524	2 432 007,32
	Итого по главе 12	24 524	2 432 007,32
ИТОГО		1 046 370	107 015 645,61
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			107 015 645,61
НДС, 18%			19 262 816,21
ВСЕГО с учетом НДС			126 278 461,82

Приложение В

Социальная ответственность

Таблица В.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на роторной площадке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.1.005-88 МР 2.2.7.2129-06
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.4.275-2014 ГОСТ 12.1.029-80
Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ГОСТ 12.4.002-97
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	ГОСТ Р 55710-2013 Приказ от 15 декабря 2020 года N 534
Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	РД 10-525-03 Приказ от 15 декабря 2020 года N 534
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	Правила устройства электроустановок (ПУЭ) Приказ от 15 декабря 2020 года N 903н
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	Приказ от 15 декабря 2020 года N 534
Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды	СП 231.1311500.2015 СП 12.13130.2009
Ударные волны воздушной среды	СП 231.1311500.2015, ГОСТ 12.1.010-76

