

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

<small>Тема работы</small>
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2330 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2330)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б5Б	Вышков Сергей Евгеньевич		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		01.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту

Группа	Фамилия Имя Отчество
3–2Б5Б	Вышков Сергей Евгеньевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59–116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого–технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет буровой колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Обзор современных производителей силовых верхних приводов

Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого–технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Горно – геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть	
3. Обзор современных производителей силовых верхних приводов	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б5Б	Вышлов Сергей Евгеньевич		29.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1. Горно–геологические условия бурения скважины	5
27.03.2020	2. Технологическая часть	40
10.04.2020	3. Обзор современных производителей силовых верхних приводов	15
24.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		29.02.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б5Б	Вышлов Сергей Евгеньевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
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. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. 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 проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико–экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	1. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б5Б	Вышлов Сергей Евгеньевич		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б5Б	Вышлов Сергей Евгеньевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Разведочная вертикальная скважина на нефтяном месторождении (Томская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Нормы: ГОСТ 12.1.005–88 «Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 23–05–95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1005–88 ССБТ «Воздух рабочей зоны» СНиП 2.04.05–91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ Р 12.1.019–2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 13862–90 "Оборудование противовыбросовое"</p>
<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> — неудовлетворительные показатели микроклимата на открытом воздухе; — повышенные уровни шума и вибрации; — недостаточное освещение рабочей зоны; — повышенная запыленность и загазованность; — насекомые и животные. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> — движущиеся машины и механизмы — электрический ток; — работа на высоте; — пожаро–взрывоопасность. <p>Необходимые средства защиты от вредных и</p>

	опасных факторов.
3. Экологическая безопасность: Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду и обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.	Бурение скважины влияет: — на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); — на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора); — на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 4.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин; 4.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	Возможные ЧС на объекте: — техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях); — природного характера – (лесные пожары). Превентивные меры по предупреждению наиболее типичной ЧС (ГНВП) и мероприятия по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б5Б	Вышлов Сергей Евгеньевич		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 106 страниц (85 страниц, без учета приложений), 14 рисунков, 53 таблицы, 45 литературных источника, 5 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: бурение, скважина, буровая установка, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, нефть, силовой верхний привод.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2330 м на месторождении Томской области.

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 современных производителей силовых верхних приводов.
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.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин. Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого–технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско–подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно–компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

СВП – силовой верхний привод;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементирующая нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат.

Оглавление

Введение.....	13
1 Горно–геологические условия бурения скважины	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	14
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади).....	14
1.3 Зоны возможных осложнений.....	14
2 Технологическая часть проекта	16
2.1 Проектирование конструкции скважины.....	16
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	16
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений	16
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	17
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	17
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	18
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	19
2.2 Проектирование процессов углубления скважины.....	20
2.2.1 Выбор способа бурения	20
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	20
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	21
2.2.4 Расчет частоты вращения долота.....	21
2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	22
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	24
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	25
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	26
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	32
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	35
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	35
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	35
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	38
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	39
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	42
2.4 Выбор буровой установки	45
3 Обзор современных производителей силовых верхних приводов	46
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	57
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	57
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	57
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	59
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	60
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	60
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	60
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	62
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	63
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.....	63
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	63
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	65
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	65
4.3.2 Расчет технико–экономических показателей	65
5 Социальная ответственность	68
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	68
5.1.2. Производственная безопасность	69

5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	71
5.3 Экологическая безопасность	74
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	77
Заключение.....	79
Список использованных источников.....	81
Приложение А.....	85
Приложение Б	90
Приложение В.....	96
Приложение Г	97
Приложение Д.....	106

Введение

Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет Недропользователю получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

Анализ горно–геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками с переслаивающимися алевrolитами и аргиллитами. Породы преимущественно мягкие, средней твердости и твердые. В скважине присутствует один нефтяной продуктивный пласт, тип коллектора поровый.

Известно, что на месторождениях Западной Сибири имеются проблемы высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, осыпей и обвалов, прихватоопасные зоны, риск нефтеводопроявлений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2330 м на месторождении Томской области с учетом данных горно–геологических условий.

Так же в работе ставится задача проанализировать современных производителей силовых верхних приводов.

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

1 Горно–геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико–механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А.1, А.2. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 2.

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеводоносности месторождения представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика нефтеводоносности

Индекс Стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, кгс/см ²	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
К ₁ (Б ₁ ¹ –Б ₁ ²)	2290	2300	Поровый	770	175	125	–
Водоносность							
Q–P ₃	0	230	Поровый	1000	–	–	Да. Минерализация 0,3 г/л
К _{1–2}	762	1642		1010	300		Нет. Минерализация 13 г/л

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтеводопроявление, прихватоопасные зоны, осложнения представлены в приложении А.3

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от	до	Пластового			Порового			Гидроразрыва пород			Горного			°С	источник
			кгс/см ² на м		ис–точ–ник											
			от	до		от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	30	0,100	0,100	ПГФ	–	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	–	0,230	ПГФ	6	ПГФ
P _{3нк}	30	180	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	6	ПГФ
P _{3сг}	180	230	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	10	ПГФ
P _{2ил}	230	420	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	15	ПГФ
P _{2тл}	420	450	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	16	ПГФ
K _{2gn}	450	600	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,200	0,200	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	19	ПГФ
K _{2sl}	600	645	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	22	ПГФ
K _{2ip}	645	742	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	26	ПГФ
K _{2kz}	742	762	0,100	0,100	ПГФ	0,100	0,100	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	27	ПГФ
K _{1–2pk}	762	1647	0,101	0,101	ПГФ	0,100	0,101	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	51	ПГФ
K _{1kis}	1647	2253	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	ПГФ	0,180	0,180	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	70	РФЗ
K _{1tr}	2253	2327	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	ПГФ	0,170	0,170	ПГФ	0,230	0,230	ПГФ	72	РФЗ

2 Технологическая часть проекта

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

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

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

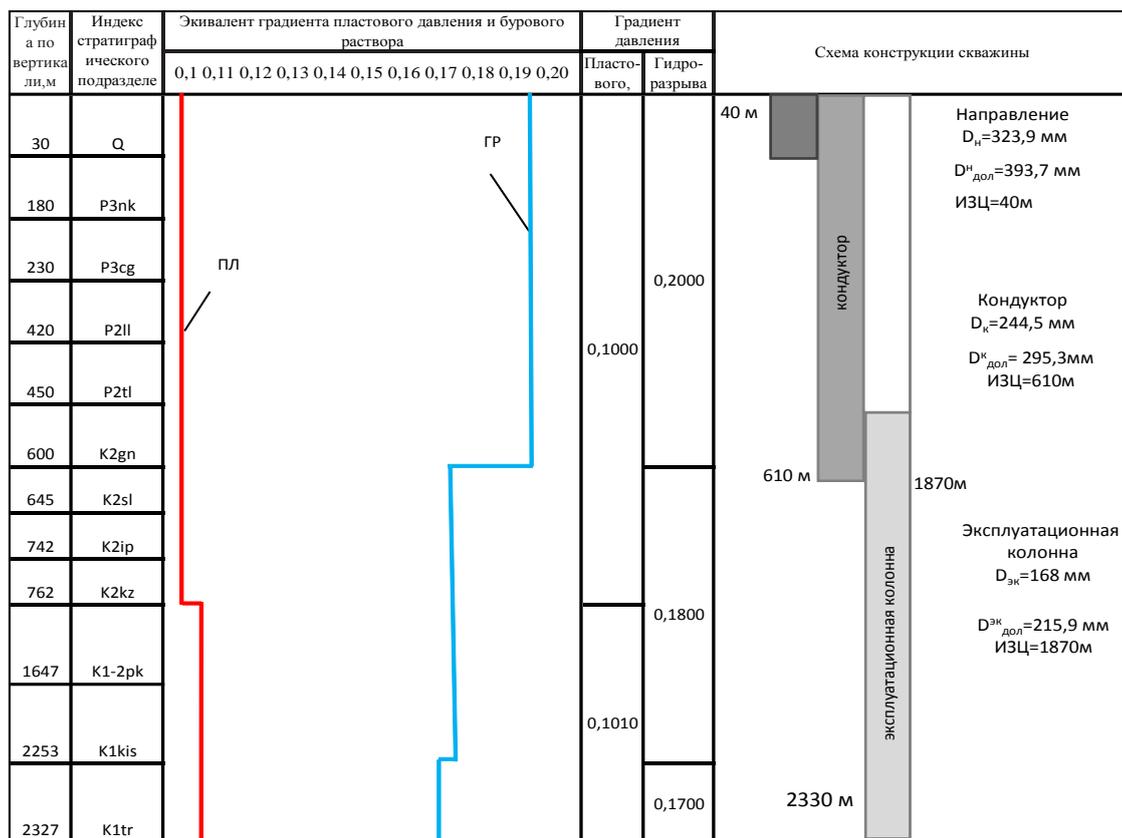


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (Приложение А, таблица А.1 – Стратиграфическая характеристика разреза скважины) на 10 м. Так как в скважине 30 м четвертичных отложений, то глубина спуска направления считается равной 40 м.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Ю ₁
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	2290
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,101
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,18
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	0,77
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	231,29
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	610
Требуемый запас	1,09
Принимаемая глубина, м	610

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 3), было принято решение спускать кондуктор на 610 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2330 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 40 м.

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

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит, интервал цементирования составляет 1870 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбирается диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 168,3 мм узнается наружный диаметр соединительной муфты равной 187,7 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 168,3 мм равняется 25 мм. Значит, диаметр долота под эксплуатационную колонну считается по формуле:

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

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

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

Получается, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 212,7 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле:

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

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

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

$$D_{\text{тк вн}} = 227,9 \text{ мм.}$$

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

Далее по аналогичным формулам рассчитываются диаметры под остальные колонны.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяется максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяных пластов рассчитывается по формуле, для каждого пласта:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} * g * H_{\text{кр}}, \quad (3)$$

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

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения;

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

$$P_{\text{му н.пл.}} = 5,831 \text{ МПа.}$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ГНВП}} = k * P_{\text{му}}, \quad (4)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%).

$$P_{\text{ГНВП}} = 6,414 \text{ МПа.}$$

Давления опрессовки определяется по формуле:

$$P_{\text{оп}} = k * P_{\text{ГНВП}}, \quad (5)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{\text{ГНВП}}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$$P_{\text{оп}} = 7,055 \text{ МПа.}$$

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКО1–14–168x245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления:

ОП5–280/80x21.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается смешанный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор керна будет производиться роторным способом. Данные по способу бурения по интервалам приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–40	Направление	Роторный
40–610	Кондуктор	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
610–2330	Эксплуатационная колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2285–2305	Отбор керна	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико–механических свойств горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости, для бурения интервалов под направление выбираются шарошечные долота, а для интервала под кондуктор и эксплуатационную колонны – PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот по интервалам приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Типоразмеры долот по интервалам бурения

Интервал, м	0–40	40–610	610–2330	2285–2305
1	2	3	4	5
Шифр долота	393,7 М–ЦВ	БИТ 295,3 B516 УСМ.08	БИТ 215,9 ВТ 613 Т	PDC У12– 215,9/101,6 SCD–3Т
Тип долота	Шарошечное долото	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	215,9	215,9

Продолжение таблицы 5

1		2	3	4	5
Тип горных пород		М	М, МС	СТ Т	СТ Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–171	3–152	3–117	3–161
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg	–
Длина, м		0,50	0,40	0,370	0,295
Масса, кг		190	80	24	23
Нагрузка, тс	Рекомендуемая	3–8	5–12	5–15	2–5
	Предельная	23	15	8	8
Частота вращения, об/мин	Рекомендуемая	40–60	140	140–180	20–40
	Предельная	160	180	250	180

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

Результаты расчетов осевой нагрузки на долото приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0–40	40–610	610–2330
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	23	15	8
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	18	12	7
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	8	8	6

Для направления и кондуктора выбирается максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для технической и эксплуатационной колонны выбираются максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0–40	40–800	800–2640
Скорость, м/с		2,8	1,5	1
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Расчетная частота вращения, об/мин (n_1)		80	140	173
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{\text{стат}}$)		60	140	180
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{\text{проект}}$)		60	140	180

В интервале бурения под направление (0–40 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60–80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Производится расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования строятся области допустимого расхода бурового раствора и выбираются итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения

Интервал, м	0–40	40–610	610–2330	
1	2	3	4	
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,2159	
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)	0,65	0,65	0,4	
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,3	1,4	1,2	
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,15	0,1	
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	30	20	
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	
Максимальный диаметр, м (d_{max})	0,229	0,203	0,166	
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0254	0,0254	0,011	
Число насадок (n)	3	3	9	
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmin}$)	0,5	0,5	0,5	
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmax}$)	1,3	1,3	1,5	
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,32	1,27	1,22	
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_n)	2,2	2,0	2,3	
Расход, л/с	Q_1	79	44	15
	Q_2	67	27	11
	Q_3	73	42	16
	Q_4	45	45	59
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	45–79	27–45	11–59	
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	70	70	40	

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с; Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с; Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с; Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

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

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 40 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0–40	40–610	610–2330
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Нагрузка, кН (G_{oc})		80	80	60
Расчетный коэффициент, $H^*_{м}/кН$ (Q)		1,5	1,5	1,5
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		–	236,24	172,24
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*_{м}$ (M_p)		–	2757	1752
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*_{м}$ (M_o)		196,85	147,65	107,95
Удельный момент долота, $H^*_{м}/кН$ ($M_{уд}$)		48,74	32,61	27,40

Для интервала бурения 40–610 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР1–240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно–направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2–172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – 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	40–610	240	9,975	2472	30–75	62–180	26,0–39,0	114–430
ДРУ2–172.7/8РС	610–2330	172	5,0	1669	19–40	80–200	25,3	221–565

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.1–Б.5.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП				
								1 м трубы	секции	Нарастание	на вынос-ливость	на растя-жение	на статическую прочность		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
Направление															
0–40 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,5	–	0,380	0,380	–	–	–		
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	16,6	0,085	1,411	1,791	–	–	–		
	Калибратор	390,0	80,0	–	–	–	0,6	–	0,187	1,978	–	–	–		
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	16,6	0,085	1,411	1,791	–	–	–		
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП–162–95	14	0,03	5,41	6,075	2,1	10	7,8		
Кондуктор															
40–610 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,4	–	0,200	0,200	–	–	–		
	Калибратор	295,3	80,0	–	–	–	0,65	–	0,138	0,338	–	–	–		
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	9,97	–	0,364	0,702	–	–	–		
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	48	0,156	7,488	8,190	–	–	–		
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП–162–95	553	0,031	17,26	31,2	1,25	7,61	3,94		
Эксплуатационная колонна															
2285–2305 Отбор керна КНБК №4	Бурильная головка	215,9			–	–	–	–	0,3	–	0,067	0,067	–	–	–
	Керноотборный снаряд	178,0			–	–	–	–	18	36	0,054	0,121	–	–	–
	БТ	127,0			108,6	9,2	е	ЗП–162–95	2245	0,0312	70,08	71,23	2,39	2,93	1,91
610–2330 Бурение КНБК №3	Долото	215,9			–	–	–	–	0,3	–	0,067	0,067	–	–	–
	Двигатель	172,0			–	–	–	–	5	–	1,200	1,265	–	–	–
	УБТ	178,0			90,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	3,137	–	–	–
	Калибратор	215,0			70,0	–	–	–	0,4	–	0,045	3,182	–	–	–
	УБТ	178,0			90,0	–	–	–	24	0,1560	3,744	6,926	–	–	–
	Яс гидравлический	172,0			76,2	–	–	–	3,5	–	0,385	7,311	–	–	–
	БТ	127,0			108,6	9,2	е	ЗП–162–95	2305	0,0312	71,95	76,8	2,15	2,45	1,54

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[\frac{кг}{м^3} \right] \quad (8)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

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

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать на величину репрессии. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну	под хвостовик
Минимальная репрессия, %	10	10	5–10	5	5
Принимаемая репрессия, %	17–20	13–16	9–12	5,5–8	5,5–7

Запроектированная величина удельного веса по интервалам бурения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	под направление	под кондуктор	под эксплуатационную колонну
Удельный вес, кг/м ³	1192	1133	1080

Интервал под направление:

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях

неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Направление	
1	2	кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1,2	24	1
Структурообразователь: Глинопопрошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	80	1577	2
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	24	1
Понижитель вязкости: ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	1,5	30	2
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	1	20	1

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,19
Условная вязкость, с	30–40
Содержание песка, %	< 2

Интервалы под кондуктор:

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

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

Для предупреждения возможных поглощений используется ПАЦ НВ.

Компонентный состав полимер–глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав полимер–глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов	
		ед. изм.		Кондуктор	
		кг	кг/м ³	кг	уп
1	2	3	4	5	6
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,5	79	4
Структурообразователь Глинопопрошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	40	6321	7

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	190	8
Ингибитор Drilling Detergent	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	1	158	1
Понизитель фильтрации: Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,5	79	4
Смазочная добавка: ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	25	5	790	32
Понизитель фильтрации: ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	5	790	32

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические показатели полимер глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,13
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	6–10
рН	8–9
Содержание песка, %	< 1,5

Интервал под эксплуатационную колонну:

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефте–водопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта К₁. Данные проблемы решаются с использованием полимер–глинистого бурового

раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку. Компонентный состав полимер–глинистого раствора для бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав полимер–глинистого раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концент–рация	Потребное количество реагентов	
				Эксплуатационная колонна	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,5	178,5	8
Глинопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1000	40	14282,8	15
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	428,5	18
Понизитель фильтрации: ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	5	1785,3	72
Полиакриламид	Регулятор фильтрации	25	0,5	178,5	8
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	5	1785,3	72
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	1	357	2

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели полимер–глинистого раствора, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели полимер – глинистого раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,08
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	6–8
pH	8–9
Содержание песка, %	< 1,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все за проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.5.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины. Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б.6.

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 20, 21, 22.

Таблица 20 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно–логической 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, лс/дм ²
от (верх)	до (низ)					количество	диаметр		
Под направление									
0	40	Бурение	0,443	0,057	Периферийная	3	18	91,6	412,3
Под кондуктор									
40	610	Бурение	0,552	0,067	Периферийная	1x3	14,3x15	66,5	142,6
Под эксплуатационную колонну									
610	2330	Бурение	1,013	0,087	Периферийная	1x2	10	98,6	216,6
Отбор керна									
2295	2305	Отбор керна	0,787	0,067	Периферийная	3	10	104,2	187,9

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	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	40	Бурение	УНБТ–1180	2	95	180	231	0,85	95	34,96	69,92
40	610	Бурение	УНБТ–1180	2	95	170	261,2	0,85	70	22,96	45,92
610	2330	Бурение	УНБТ–1180	1	95	160	290	0,85	110	31,28	31,28
2285	2305	Отбор керна	УНБТ–1180	1	95	170	261,2	0,85	75	24,6	24,6

Таблица 22 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	40	Бурение	73,6	59	0	4,5	0,1	10
40	610	Бурение	106,6	31,1	39,8	23,9	2,2	10
610	2330	Бурение	181	68,4	44	24	18,7	10
2285	2305	Отбор керна	125,9	76,4	0	40	18,2	7,3

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна: 2285–2305 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением и керноотборный снаряд СК–178/100 «ТРИАС» для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 23 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 23 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного средства	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2285–2305	PDC У12–215,9/101,6 SCD–3Т, СК–178/100 ТРИАС	4–8	60–180	18–24

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

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 облепченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1450	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	770	Глубина скважины, м	2330
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	460	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	140
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1553,3

Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}, \quad (9)$$

где $P_{\text{н}}$ – наружное давление, МПа;

$P_{\text{в}}$ – внутреннее давление, МПа.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений в следующих случаях:

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, построены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина – наружное избыточное давление».

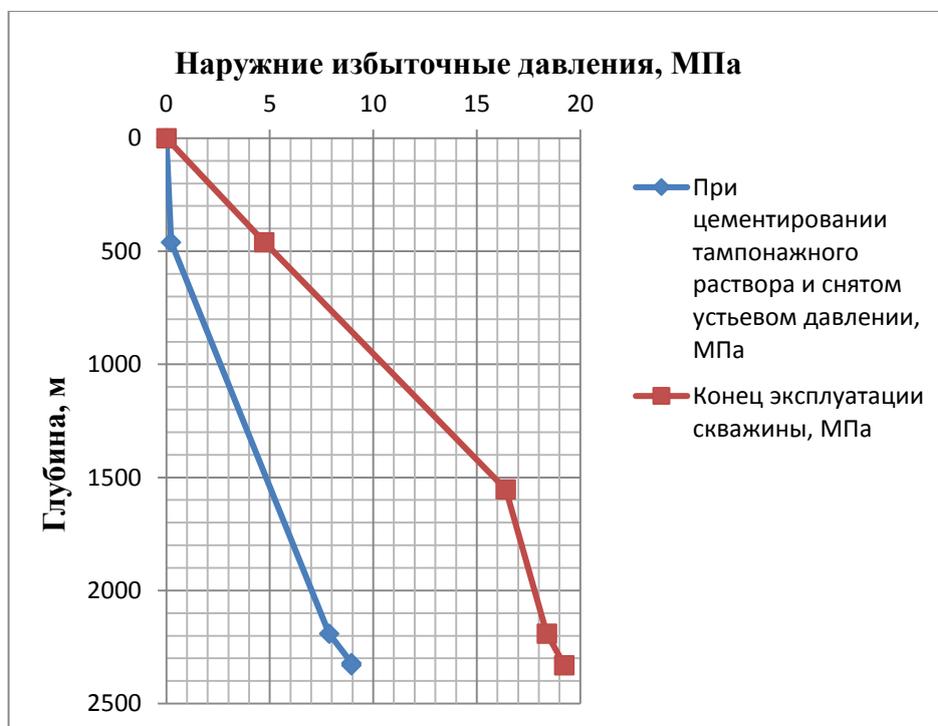


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

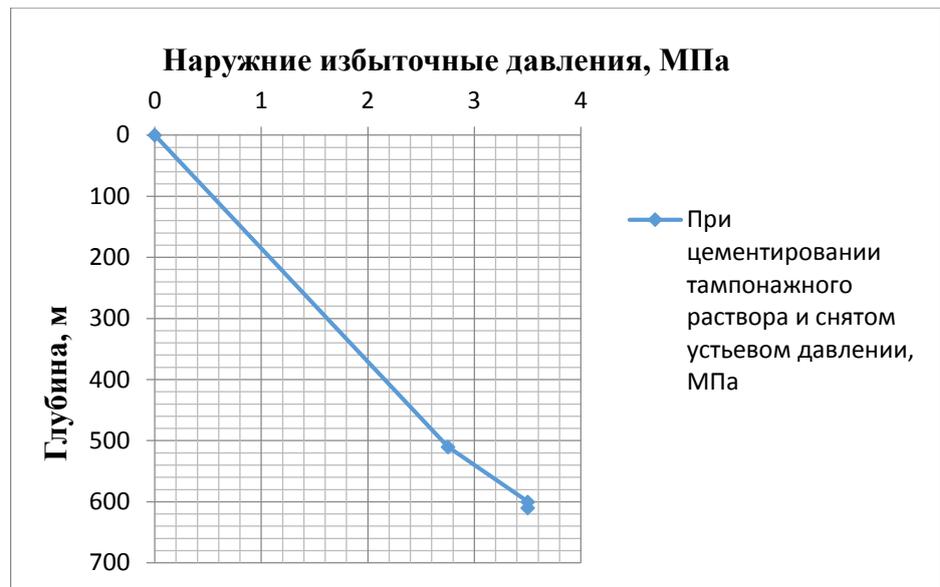


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (10)$$

где $P_{н}$ – наружное давление, МПа;

$P_{в}$ – внутреннее давление, МПа.

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 4, 5.

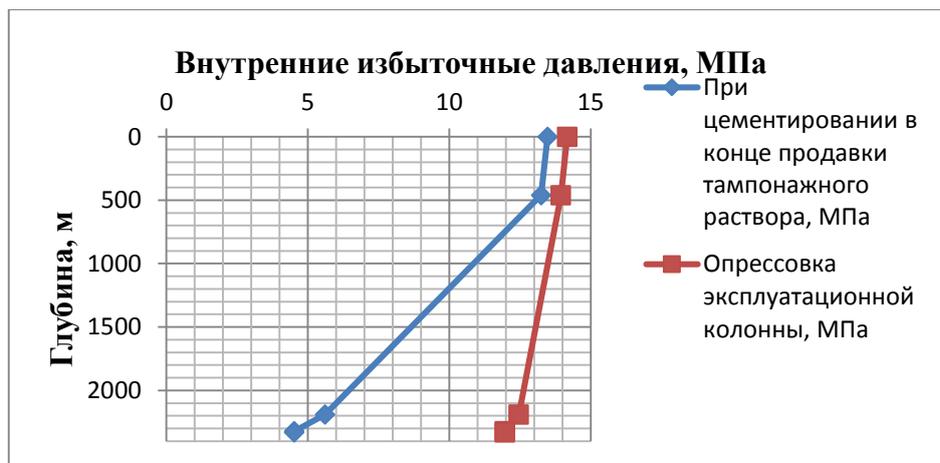


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

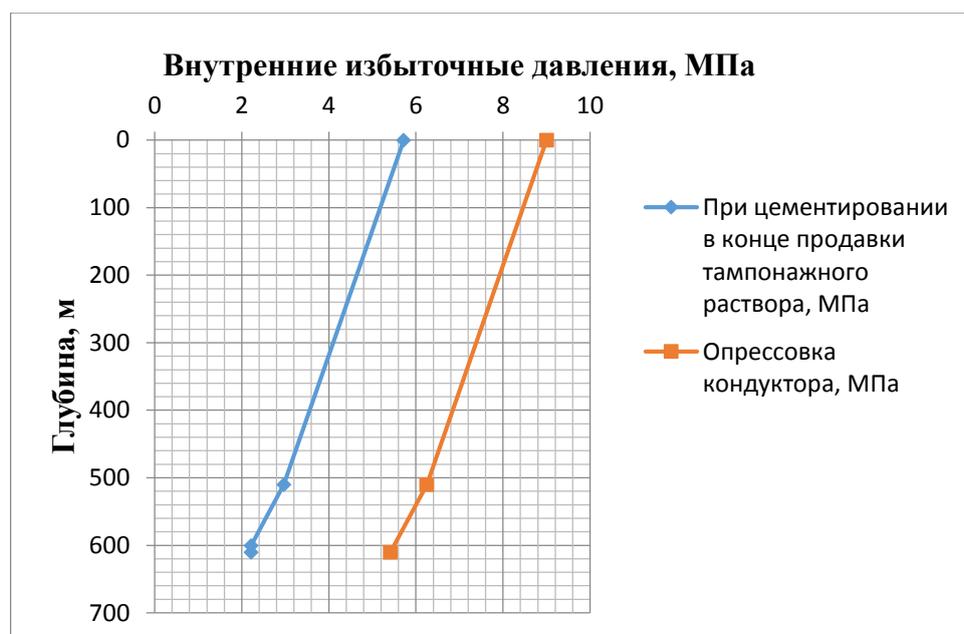


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 25.

Таблица 25 – 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	Треугольная	Д	8,5	40	68,52	2740,8	2740,8	0–40
Кондуктор								
1	ОТГМ	Д	7,9	610	48,13	29253,9	29253,9	0–610
Эксплуатационная колонна								
1	ОТГМ	Д	8,9	90	36,09	3248,1	70403,3	2330–2240
2	ОТГМ	Д	7,3	2240	29,98	67155,2		2240–0

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 26.

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр, (D _{усл})	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество	
		От	До	элементов на интервале, штук	суммарное, штук
		(верх) по	(низ) по		
		стволу	стволу		
Направление, 324	БКМ–324	40	40	1	1
	ЦКОД–324	30	30	1	1
	ЦЦ–324	0	40	2	2
	ЦТ 324/394	0	40	1	1
	ПРП–Ц–324	30	30	1	1
Кондуктор, 245	БКМ–245	610	610	1	1
	ЦКОД–245	600	600	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	40	4	20
		40	610	16	
	ЦТ 168/216	40	610	30	30
	ПРП–Ц–245	600	600	1	1
Эксплуатационная, 168	БКМ–168	2330	2330	1	1
	ЦКОД–168	2320	2320	1	1
	ЦПЦ 168/216	0	610	16	74
		610	2330	58	
	ЦТ 168/216	610	2195	62	65
		2195	2330	3	
	ПРП–Ц–В 168	2320	2320	1	1
ПРП–Ц–Н 168	2320	2320	1	1	

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (11)$$

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

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

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

$$38,7029 + 3,757 \leq 0,95 * 45,346.$$

$$42,46 \leq 43,08.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 27 представлены объемы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 27 – 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	9	1,8	1050	1,8	МБП–СМ	126
		7,2	1050	7,2	МБП–МВ	108
Продавочная жидкость	44,24		1000	–	Техническая вода	–
Облегченный тампонажный раствор	61,18		1450	42,29	ПЦТ– III – Об(4–6)–100	52210
					НТФ	25,08
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,72		1850	2,48	ПЦТ – II – 100	4780
					НТФ	1,52

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементовочного оборудования

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

$$m_2 = G_{сух} / G_б, \quad (12)$$

где $G_{сух}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;

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

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

Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 5,221 - 5 \text{ УС } 6-30.$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 0,36 - 1 \text{ УС } 6-30.$$

На рисунке 6 представлена схема обвязки цементировочной техники при приготовлении тампонажного раствора с применением цементосмесительной установки и гидроворонки.

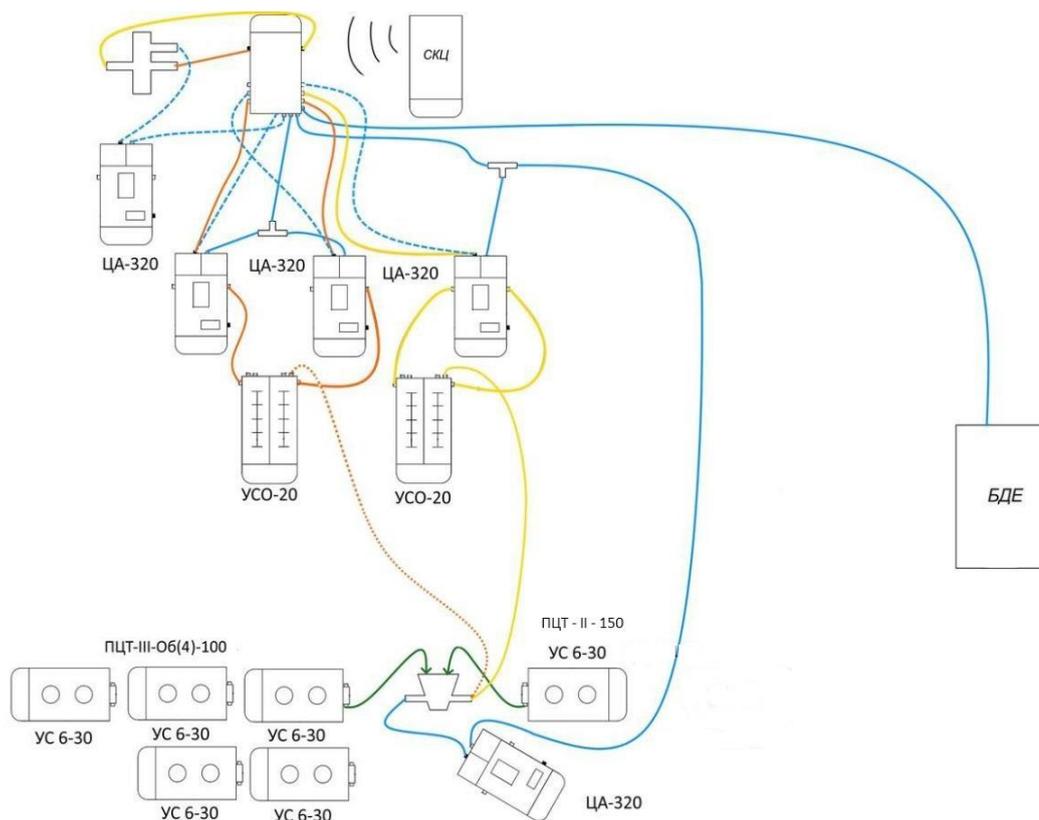


Рисунок 6 – Схема обвязки цементировочной техники при приготовлении тампонажного раствора с применением цементосмесительной установки и гидроворонки (цементировочный агрегат ЦА–320 – 5 ед., смесительная

установка УС6–30 – бед., установка смесительно осреднительная УСО–20 – 2ед., блок манифольдов БМ – 1ед., станция контроля цементирования СКЦ – 1ед., БДЕ – блок дополнительных емкостей).

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Выбор жидкости глушения

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (13)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] давление столба промывочной

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = 1062 \text{ кг/м}^3.$$

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] 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:

$$V_{ж.г.} = 2 * (V_{внхв} + V_{внэк.}). \quad (17)$$

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

$V_{внэк}$ – внутренний объем ЭК, м^3 .

В связи с отсутствием хвостовика, $V_{внхв} = 0$, тогда

$$V_{ж.г.} = 2 * (0 + 45,23) = 90,46 \text{ м}^3.$$

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

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

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 28 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 28 – технические характеристики перфорационной системы

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
10	Кабель	Кумулятивная	ПКО 114–АТ	20	1

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ–95/146.

Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846–89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7–35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1–4 схема), для средних и высоких давлений (35–105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5–6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ 1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ 3). При устьевом давлении более 35 Мпа, либо наличии в разрезе газовых пластов, применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ 6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1–80/65x14.

2.4 Выбор буровой установки

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

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ–3000 ЭУК 1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	91,3	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 91,3$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	70,4	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 70,4$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	118,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200 / 118,7 = 1,68 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Обзор современных производителей силовых верхних приводов

Введение

Система силового верхнего привода является одним из самых продвинутых инноваций в буровой индустрии со времен внедрения ротора.

СВП наиболее эффективно в условиях проводки глубоких вертикальных, наклонно–направленных и горизонтальных скважин, значительно улучшаются условия обеспечения безопасности ведения работ. Увеличивается производительность процессов СПО и наращивания бурильной колонны, соблюдается точность её ориентации в азимутальном и зенитном направлениях.

Верхними приводами могут оборудоваться как импортные, так и отечественные буровые установки.

Преимущества СВП от бурения ведущей бурильной трубы:

- возможность быстрого перекрытия внутреннего пространства бурильной колонны с помощью механизированного шарового крана от выброса флюида, без участия дополнительных людей буровой бригады, а только бурильщиком;
- расширка стенок скважины при спуске и подъеме инструмента;
- уменьшение времени и объема на вспомогательных операциях (например, наращивание труб при бурении занимает менее 100 секунд);
- в целом уменьшение сроков строительства скважин;
- при работе с ВСП не нужно использовать ВБТ, а ротор не применяется для вращения бурильных труб, что повышает безопасность буровой бригады;
- за счет вращения и промывки облегчается спуск обсадных труб в зонах осложнений.

Назначение СВП:

- возможность вращения бурильной колонны при бурении, СПО, проработке и расширке ствола скважины методом майна – вира и вира – майна;

- возможность расхаживания с промывкой бурильных колонн при ликвидации аварий и осложнениях;
- возможность контролировать момент раскрепления, закрепления, развинчивания и свинчивания резьбовых соединений;
- проведение операций по СПО бурильных и обсадных колонн;
- наличие дистанционного управления системой выдвижения, элеватором;
- наращивание бурильной колонны трубками и свечами;
- проворачивание бурильной колонны при бурении с забойным двигателем;
- подачу свечей бурильных труб к гребенке полостей верхового;
- полностью реверсируемая работа.

По типу СВП бывают:

- электрические (постоянного и переменного тока);
- гидравлические.

Преимущества СВП с электрическим приводом:

- реверсивность;
- относительность массы подвесной части к номинальной мощности составляет 73 кВт/т;
- электропитание может быть автономным как от дизеля, так и от питания буровой;
- малый вес и компактность подвесной части;
- частотное бесступенчатое изменение скорости вращения вала от 0 до 195 об/мин.

Преимущества СВП с гидроприводом являются:

- в случае прихвата колонны и не возможностью вращения бурильного инструмента, есть возможность путем дроссельного клапана гасить эффект пружины;

- использование без редукторного привода на базе высокомоментных гидравлических моторов.

- возможность при применении гидравлических моторов с переменным объёмом увеличивать силовой скоростной диапазон при значительно меньшей входной мощности, что в свою очередь позволяет получить на выходе несколько ступеней это позволяет работать к близкому режиму постоянной мощности.

Недостатки СВП с электрическим приводом:

- при максимальных моментах в электродвигателе присутствуют тепловые потери, чтобы их избежать нужна собственная система охлаждения, что в свою очередь усложняет и удорожает комплектность СВП;

- не в полном объёме использование мощности на 55 – 75 процентов, в определенных диапазонах частот, это в диапазоне 65–110 об/мин;

- отсутствие саморегулирования скорости вращения выходного вала в зависимости от нагрузки на рабочем инструменте, и, как следствие, снижение производительности привода;

- несоответствие максимума мощности СВП скоростными режимам работы отечественного бурового инструмента (пик мощности смещен относительно рабочих скоростей порядка 60–100 об/мин в сторону 200 – 250 об/мин);

- необходимость понижающих частот вращения выходного вала механических редукторов в приводе электродвигателей, в следствии этого снижается и усложняется надежность, повышается стоимость конструкции СВП.

Недостатки СВП с гидроприводом являются:

- износ гидравлических рукавов;

- вероятность порыва сервисных гидравлических линий;

- загустевание масла при низких температурах окружающей среды;

- большой расход гидравлического масла;

- большой вес подвесной части;
- недостатки СВП с гидроприводом приводом аналогичны недостаткам ВСП с электроприводом.

Наиболее известные зарубежные производители систем верхнего привода: Canrig, Bentec, SLC–JH, National Oilwell Varco, Tesco; из отечественных: Уралмаш, Электромеханика.

Компания Canrig Drilling Technology

Канадская компания Canrig Drilling Technology является ведущим мировым производителем широкой номенклатуры систем верхнего привода, которые устанавливаются высокие стандарты эффективности, надежности и безопасности в данной сфере нефтегазовой отрасли.

Основные преимущества верхних приводов Canrig:

- малогабаритные привода с отсутствием крюка;
- по выбору заказчика возможно установить подходящие по характеристикам электродвигатели и охлаждение;
- уникальный плавающий вал обеспечивает мягкость хода и позволяет избежать повреждения резьбового соединения;
- – с помощью гидравлического усилителя достигается непрерывность вращения и контролируется правильное его направление;
- ручной и автоматический клапаны обеспечивают полный контроль скважины;
- эффективная система талевого каната;
- конструктивное отсутствие крюка снижает вес и высоту системы;
- трубный манипулятор облегчает работу с трубами.

Модельный ряд Canrig: 1035 AC, 1250 AC, 1275 AC, 4017 AC, 6027 AC, 8050 AC. На рисунке 7 представлена модель 6027 AC.



Рисунок 7 – силовой привод Canrig Drilling Technology 6027AC

Компания Tesco

Компания Tesco – одна из лидеров в мире по разработке технологий для отраслей нефтяной промышленности. В модельный ряд входит более 10 моделей, как с электрическим, так и с гидравлическим приводами.

Наиболее компактным из предлагаемой компанией TESCO, серии электрических верхних приводов, обладающий большим функционалом для применения на А-образных буровых установках является СВП ЕМІ – 400.

Система ЕМІ – 400 может работать в жестких условиях, с использованием систем автономной электропривода и охлаждения. Синхронный двигатель на постоянных магнитах ЕМІ – 400, он развивает 420 л/с и весит 200 кг и имеет жидкостное охлаждение. ЕМІ – 400 обеспечивает высокий уровень надежности, долговечности и удельной мощности. На рисунке 8 представлена модель ЕМІ – 400.



Рисунок 8 – ЕМІ – 400

Американский производитель National Oilwell Varco (NOV)

Производитель NOV – один из ведущих производителей оборудования и комплектующих в сфере бурения и добычи полезных ископаемых. Технического обеспечения и надзора, а также по организации цепи поставок для крупных организаций нефтегазовой промышленности. Модельный ряд компании NOV в большей части состоит из моделей с электрическим приводом, так же производят модели с гидравлическим приводом.

На рисунке 9 представлен СВП IDS – 350P.



Рисунок 9 – СВП IDS – 350P

Группа компаний SLC

Группа компаний SLC – совместное российско–китайское компания по производству и обслуживанию буровой техники, и другой продукции нефтегазового назначения.

Основным средством реализации этой компании является продукция системы верхнего привода для буровых установок.

Силовые привода JH обладают уникальными характеристиками: высокой технологичностью, надежностью, безопасностью и способностью безотказно функционировать в экстремальных условиях нефтегазовых месторождений Крайнего Севера России. Самый большой модельный ряд приводов может предложить компания SLC. Грузоподъемность у моделей с электрическим приводом от 138т до 908т, у моделей с гидравлическим

приводом от 138т до 231т. На рисунке 10 представлен силовой верхний привод DQ50BSQ–JH.



Рисунок 10 – СВП DQ50BSQ–JH

DQ50BSQ–JH – это система верхнего привода с электрическим частотно – регулируемым приводом переменного тока, укомплектованная двумя асинхронными электродвигателями с номинальной (непрерывной) мощностью 600 кВт (804 л.с.) каждый. В настоящее время СВП DQ50BSQ–JH адаптирована под следующие типы буровых установок: УРАЛМАШ–5000/320 ЭК–БМЧ, УРАЛМАШ – 3000 ЭУК–1М и УРАЛМАШ 3Д–76 с вышкой ВБ–53–320М. Однако данный перечень не является исчерпывающим. По заказу клиентов, адаптация СВП может быть произведена и к другим типам буровых установок (если конструктивные особенности буровой позволяют это сделать).

Уралмаш НГО Холдинг

Предприятие может предложить заказчикам 2 модели собственного производства СВП – 320 ЭЧР и СВП – 450 ЭЧР.

На рисунке 11 представлен СВП – 320 ЭЧР



Рисунок 11 – СВП – 320 ЭЧР

Система верхнего привода СВП 320 ЭЧР предназначена для бурения нефтяных и газовых скважин на буровых установках, имеет электрический частотно–регулируемым привод переменного тока мощностью 2х310 кВт, с цифровой системой.

Функции СВП–320 ЭЧР:

- задание, удерживание и измерение величин частоты, направления и крутящего момента, вывод этих показаний на дисплей управления, пульт управления, станцию ГТИ и в АСУ буровой установки;
- обеспечение наклонно–направленного, вертикального, и горизонтального бурения;
- удержание, вращение бурильной колонны в заданном по углу поворота положении.

ОАО Электромеханика

ОАО Электромеханика направлена на разработку и производство оборудования для нефтегазодобывающей, нефтехимической, нефтеперерабатывающей отраслей.

Предприятие Электромеханика лидирует на рынках России в разработке и изготовлении верхних силовых приводов.

Модельный ряд предприятия: с электрическим приводом ВЭП – 320 М и ВЭП – 250, с гидравлическим приводом ПВГ – 160Р.

Система верхнего электрического привода ВЭП – 320М, предназначена для вертикального, наклонно–направленного и горизонтального бурения нефтяных и газовых скважин в составе буровых установок отечественного и зарубежного производства (БУ4000/250 – ЭЧК БМ–2, БУ – 2900/200 ЭПК–БМ–3, БУ – 3900/225 ЭЧК–БМ–3 производства ООО «ВЗБТ», БУ – 5000/320 ЭК–БМ, БУ – 3900/225 ЭК–БМ, БУ – 4000/250 ЭК–БМЧ производства ООО «Уралмаш НГО Холдинг» и УБК – 250 МК–Ч производства ООО «Генерация БО» и др.). Верхний электрический привод ВЭП–320М представлен на рисунке 12.

На рисунке 12 представлен ВЭП–320.



Рисунок 12 – ВЭП–320

Привод верхний гидравлический ПВГ–160Р

Верхний привод ПВГ–160Р грузоподъемностью 160 тонн с наземным гидроагрегатом предназначен для комплектации отечественных и импортных мобильных буровых установок (МБУ–125, МБУ–140 ОАО «КМЗ»; МБК–125,

МБК–140, МБК–160, МБК–200 ООО «БОЭЗ»; МБС–125, МБС–140 ООО «Идельнефтемаш»; АРС–125 «Сейсмотехника» (Белоруссия); КВ–210 «Cardwell» (США); «Hyduke» (Канада) и др. Верхний привод ПВГ – 160Р представлен на рисунке 13.



Рисунок 13 – ПВГ – 160Р

Вывод

Проведя анализ, в данном обзоре, по производителям силовых верхних приводов, можно сказать, что все они гарантируют качество и надежность данного оборудования, и это подтверждается тем, что все СВП годами проверены в суровых климатических условиях работы.

По техническим характеристикам, если учитывать одинаковую мощность, можно сказать, что по всем параметрам выигрывает СВП с электрическим приводом. Из производителей СВП лидирующую позицию занимает китайская группа компаний SLC, из-за огромного модельного ряда

СВП и их невысокой себестоимости в сравнении в аналогичными российскими, канадскими и американскими производителями.

В России наиболее востребованы силовые привода грузоподъемностью 250 – 320т для глубокого бурения. Также, в последние годы, стало распространённым применение СВП на мобильных буровых установках, грузоподъемностью 150 – 250т.

В настоящее время, без применения СВП невозможно добиться качественного результата строительства скважин, так–как конструкции скважин становятся сложнее, увеличиваются забои по горизонту, для большей протяженности вскрытия продуктивных пластов и без вращения бурильной колонны, практически невозможно избежать аварийных ситуаций.

Сравнительные характеристики производителей систем верхнего привода представлены в приложении В, Таблиц В.1.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Исходные данные для расчета

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	2330
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
– под кондуктор и эксплуатационную колонну	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
– направление	d 393,7 мм на глубину 40 м
– кондуктор	d 244,5 мм на глубину 610 м
– эксплуатационная колонна	d 168 мм на глубину 2330 м
Буровая установка	БУ – 3000 ЭУК–1М
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
– тип – количество, шт.	УНБТ–1180 – 2 шт
производительность, л/с:	
– в интервале 0–40 м	79
– в интервале 40–610 м	45
– в интервале 610–2330 м	59
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 16,6 м
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 40–610 м	ВЗД ДГР1–240.7/8.55
– в интервале 610–2330 м	ВЗД ДГУ2–172РС
– при отборе керна	PDC Y12–215,9/101,6 SCD–3 T
Бурильные трубы: длина свечей, м	25

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Томская область)

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,029	520
2	40	610	570	0,029	870
3	610	2330	1720	0,039	1600

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8].

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

$$N = T * H, \quad (15)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 40 * 0,029 = 1,16 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,029	1,16
570	0,029	16,53
1720	0,054	92,88
Итого		101,57

Далее производится расчет нормативного количества долот n . Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / П, \quad (16)$$

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

Для направления:

$$n = 40 / 520 = 0,077.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	Количество долот (n)
40	520	0,077
570	870	0,655
1720	1600	1,075
Итого на скважину		1,807

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из–за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно–заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}}, \quad (17)$$

где $n_{\text{СПО}}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении В.1.

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- направление: $2 * 1 = 2$ мин;
- кондуктор: $19 * 1 = 19$ мин;
- эксплуатационная колонна: $59 * 1 = 59$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 8 ч, кондуктора – 36 ч, технической колонны – 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно–заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;

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

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

Отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (18)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 40 - 10 = 30 \text{ м.}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (16 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

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

$$L_T = L_c - L_n. \quad (19)$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 17 = 23 \text{ м;}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (20)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 1.$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 * 2 + 5 = 5 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 610 - 10 = 600 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 600 - 17 = 583 \text{ м;}$$

$$N = 583 / 25 = 23,32 \approx 24 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 24 * 2 + 5 = 53 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2330 - 10 = 2320 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 2320 - 17 = 2303 \text{ м;}$$

$$N = 2853 / 25 = 92,12 \approx 93 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 93 * 2 + 5 = 191 \text{ мин.}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 5 + 53 + 191 + 4 * (7 + 17 + 42) = 513 \text{ мин} = 11,57 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее

фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

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

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

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [8].

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 278,66 часов или 11,61 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$278,66 * 0,066 = 18,39 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 278,66 + 18,39 + 25 = 322,05 \text{ ч} = 13,41 \text{ суток.}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов

отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа– и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 34.

Таблица 34 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

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

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

Таблица 35 – Линейно–календарный график работ

		Линейно–календарный график работ													
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы													
		1			2			3			4				
Вышкомонтажные работы															
Буровые работы															
Освоение															

Условные обозначения к таблице 35:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания.

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (21)$$

где T_n , – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (22)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении В.3, В.4

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
Направление	1,64	1,83	0,07
Кондуктор	38,18	42,76	1,78
Эксплуатационная колонна	136,47	152,86	6,36
Крепление:			
Направление	3,56	3,98	0,16
Кондуктор	16,0	17,92	0,74
Эксплуатационная колонна	32,4	36,28	1,51
Итого	228,55	255,61	10,62

Уточненный сводный сметный расчет представлен в приложении В.2.

4.3.2 Расчет технико–экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие

нормативные технико–экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч;

$$V_M = H / T_M, \quad (23)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч;

$$V_p = H / (T_M + T_{\text{сно}}), \quad (24)$$

где $T_{\text{сно}}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч;

$$V_K = (H * 720) / T_h, \quad (25)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м;

$$h_d = H / n, \quad (26)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{\text{с1м}} = (C_{\text{см}} - П_n) / H, \quad (27)$$

где $C_{\text{с1м}}$ – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 37.

Таблица 37 – Нормативные технико–экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2330
Продолжительность бурения, сут.	10,62
Механическая скорость, м/ч	22
Рейсовая скорость, м/ч	13,2
Коммерческая скорость, м/ст.–мес.	7349
Проходка на долото, м	1095
Стоимость одного метра, руб	56402

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 [11]. Данный документ имеет три

части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV–5–82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве [12]. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2019 года 215,9.

5 Социальная ответственность

Объектом исследования данной выпускной квалификационной работы является производство работ на буровой вышке при строительстве скважины на нефтяном месторождении Тюменской области. Поскольку буровая вышка является сооружением повышенной опасности и относится к опасным производственным объектам.

В разделе социальная ответственность рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. В данном разделе отражены проектные решения, исключаяющие несчастные случаи в производстве, и снижающие вредное воздействие на окружающую среду.

Проектные решения, указанные в разделе социальная ответственность, могут быть применены сервисными буровыми компаниями в практике проведения буровых работ.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой установке характеризуется исключительно вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к ней.

Глава 47 части 4 ТК РФ [22] определяет особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, а именно: общие положения, ограничения на работы вахтовым методом, продолжительность вахты, учет рабочего времени при работе вахтовым методом, режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом, гарантии и компенсации.

Статья 299 [22] регламентирует продолжительность вахты. Она не должна превышать одного месяца, однако в исключительных случаях продолжительность вахты может быть продлена до 3 месяцев.

Статьи 300 [22] определяют учет рабочего времени при работе вахтовым методом. «При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год».

Статья 301 [22] регламентирует режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы оплачивается в размере дневной тарифной ставки.

Статья 302 [22] регламентирует «гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом».

Согласно ФЗ от 17.12.2001 №173 [32] работник буровой имеет право на досрочную пенсию по старости при достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями не менее 12 лет 6 месяцев.

Согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [33] в состав буровых бригад не могут включаться лица женского пола.

Работа буровой бригады преимущественно выполняется стоя, таким образом, рабочие места помощников бурильщика должны быть оборудованы в соответствии с ГОСТ 12.2.033–78 «Система стандартов безопасности труда.

Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [34].

На буровых установках, где место работы бурильщика оборудовано сиденьем, оно должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032–78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [35].

5.1.2. Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 38. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003–2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [1]. Стоит отметить, что

основополагающим документом в сфере промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности является «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2].

Таблица 38 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы	Этапы работ							Нормативные документы
	Механическое бурение	СПО	Сборка, разборка КНБК	Приготовление и обработка БР	Эксплуатация и ремонт бурового оборудования	Крепление ствола и цементирование	Освоение скважины	
Физические								
Падение объектов на работающего	+	+	+	-	+	-	-	ГОСТ 12.4.125–83 [3]
Падение работающего с высоты	-	+	-	-	+	-	-	ГОСТ Р 12.4.205–99 [4]; ГОСТ Р 12.3.050–2017 [5]
Движущиеся машины и механизмы	+	+	+	-	+	+	+	ГОСТ 12.4.125–83 [3]
Потенциально–опасные разрушительные свойства технологического оборудования	+	+	+	-	+	+	-	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ [6]; ИПБОТ 131–2008 [7]
Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	+	+	+	+	МР 2.2.7.2129–06 [8]; СНиП 2.04.05–91 [9]
Повышенный уровень вибрации и шума	+	+	-	-	+	+	+	ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ [11]; ГОСТ 12.1.012–2004 [12] СНиП 23–03–2003 [13]
Статическое электричество	+	+	-	-	+	-	-	ГОСТ 12.4.124–83 ССБТ [14] ГОСТ 12.1.018–93 [15]
Недостаток естественного и/или искусственного освещения	+	+	+	+	+	+	+	СП 52.13330.2011 [16] СНиП 23–05–95 [17]
Пожаровзрывоопасность	+	-	-	+	+	+	+	ГОСТ 12.1.044–89 [18] ППБО–85 [19]
Химические								
Воздействие химических, газообразных агентов	+	-	-	+	-	+	+	ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ [20] ГН 2.2.5.1313–03 [21]
Психофизиологические								
Физические перегрузки	+	+	+	+	-	+	-	ТК Ч.3 Ст. 299, 300, 301 [23]

5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках. Данный фактор может возникнуть в результате невыполнения требований безопасности, не квалифицированности членов буровой бригады, а также в случае возникновения неисправности. Это может привести к различным механическим травмам работников, вплоть до летального исхода.

Для предотвращения вероятности возникновения данного фактора необходимо беспрекословно соблюдать правила, прописанные в главах 7, 16, 34, 35 [2].

Падение работающего с высоты

При выполнении спуско–подъемных операций один из помощников бурильщика буровой бригады должен находиться на площадке верхового рабочего. Данный фактор может возникнуть при выполнении работ в сложных метеорологических условиях, не квалифицированности верхового рабочего, а также в результате нарушения техники безопасности. Падение работающего с высоты может привести к механическим травмам, вплоть до летального исхода.

Для предотвращения вероятности возникновения данного фактора необходимо соблюдать правила, прописанные в главе 14 [2].

Согласно [5] к работам на высоте допускаются работники, признанные годными для выполнения работ на высоте, а также прошедшие специальное теоретическое и практическое обучение в специализированных учебных организациях и имеющие соответствующее удостоверение.

Движущиеся машины и механизмы

Возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, не квалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей.

Данный фактор может привести к механическим повреждениям, травмам.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить в соответствии с [2].

Потенциально–опасные разрушительные свойства технологического оборудования

При взаимодействии человека с технологическим оборудованием возможно получение механических повреждений человеком.

Для устранения причин возможных повреждений необходимо руководствоваться 7 главой [2], которая регламентирует «общие требования к применению технических устройств и инструментов», а также паспортами и техническими документами на соответствующее оборудование.

Отклонение показателей микроклимата

Работы по строительству скважин выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона. Для Томской области (2–ой климатический регион) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре -20°C и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, таким образом, число 10–ти минутных перерывов для обогрева составляет, как минимум, 6 в смену.

Работающие на открытой территории в летний и зимний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которых должны соответствовать климатическому региону.

При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться [8].

Повышенный уровень вибрации

При нарушениях технологического процесса и неисправности оборудования увеличивается уровень вибрационных колебаний.

Согласно [11] «Машину не относят к виброопасным, если в любых режимах работы и любых условиях ее нормального применения максимальное полное среднеквадратичное значение скорректированного виброускорения не превышает $0,5 \text{ м/с}^2$ для локальной и $0,1 \text{ м/с}^2$ для общей вибрации».

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброручкавицы).

Повышенный уровень шума

Шум на рабочем месте возникает в результате работы бурового оборудования (буровые насосы, двигатели машин, дизельные генераторы и пр.). В соответствии с требованиями [10] уровень широкополосного шума не должен превышать 80 дБ, а тонального и импульсного – 75 дБ для данного вида работ.

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (вкладыши) и коллективных средств защиты.

Статическое электричество

Проявление фактора возможно при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления и пр. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к травмам разной степени тяжести, таких как ожоги, нарушение дыхания, остановка сердца.

Для предотвращения поражений электрическим током необходимо оборудовать рабочие места и технологическое оборудование, несущее угрозу получения работником поражений электрическим током согласно [13].

Недостаток искусственного и/или естественного освещения

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям [16]. Нормы освещенности рабочего места приведены в главе 14 статья 137 [15].

Пожаровзрывоопасность

Пожары возникают вследствие открытого огня с огнеопасными веществами, в результате ГНВП и пр. Пожар опасен для человека в первую очередь вследствие теплового воздействия, а также выделением продуктов горения. Для обеспечения пожарной безопасности на буровых установках должны соблюдаться требования [19]. В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

– перед взрывоопасными объектами должны быть вывешены таблички с указанием местонахождения средств пожаротушения, которое обязаны знать все работающие;

– курение на предприятиях допускается в специально отведенных местах, оборудованных урнами для окурков и емкостями с водой.

Воздействие химических/газообразных агентов

Воздействие химических или газообразных агентов может проявляться в процессе приготовления и обработки буровой промывочной жидкости, в процессе затворения тампонажных растворов, буферных жидкостей, при ГНВП и т.д. Предельно допустимые концентрации вредных веществ и мероприятия по обеспечению безопасности труда приведены в [20].

Физические перегрузки

Бурение относится к работам средней тяжести. Работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением тяжестей и сопровождается умеренным физическим напряжением. Данный фактор регулируется ТК РФ Ч.3 Ст. 299, 300, 301 [22].

5.3 Экологическая безопасность

Основными источниками загрязнения окружающей природной среды при строительстве нефтяных и газовых скважин являются: буровые и тампонажные растворы; сточные буровые воды и шлам; продукты сгорания топлива при работе ДВС; химические реагенты для приготовления и восстановления БР и др.

Уровень загрязнения окружающей среды от сбросов сточных вод и других жидких отходов при строительстве скважин оценивается кратностью превышения предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в природных объектах.

К природоохранным мероприятиям при строительстве скважин на нефть и газ на суше относятся:

- профилактические мероприятия, направленные на предотвращение (максимально снижение) загрязнения и техногенного нарушения природной среды;
- сбор, очистка, обезвреживание, утилизация и захоронение отходов строительства скважин;
- предупреждение (снижение) загрязнения: атмосферного воздуха, почв (грунтов), поверхностных вод, недр;
- рекультивация земель.

Для рассмотрения классификации вредного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу источниками загрязнения от буровых работ и мероприятий по обеспечению экологической безопасности была использована РД 39–133–94 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше» [23].

Защита атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферного воздуха вредными веществами происходит на всех этапах строительства.

Источники загрязнения атмосферного воздуха приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Источники загрязнения атмосферного воздуха и выделяемые вредные вещества

Наименование этапов работ	Источник выбросов	Наименование вредных веществ
Подготовительные работы	Автотранспорт, строительные и дорожные машины, ДВС	Оксид углерода, оксид азота, бенз(а)пирен
Бурение и испытание скважин	ДВС, котельная, топливо	Оксид углерода, окись азота, сернистый ангидрид
Испытание скважин (сжигание газа на факеле)	Факельная установка	Оксид углерода, окись азота, углеводороды
Бурение, ликвидация и консервация скважин	Неорганизованные выбросы: ЦС, блок приготовления БР, емкости ГСМ, шламовые амбары, оборудование устья	Углеводороды, пыль (барит), цемент, оксид углерода, окись азота, сернистый газ

При амбарном способе бурения скважин для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу нейтрализация отходов бурения (БСВ, ОБР, шлам) осуществляется по мере поступления их в амбар.

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод.

В качестве нормативных документов защиты атмосферы необходимо руководствоваться [24–26].

Защита гидросферы

Для обеспечения процесса бурения и жизнедеятельности буровых бригад буровой установке необходим доступ к источнику водоснабжения.

Правила охраны вод в процессе бурения изложены в [27].

Бурение и освоение скважины на нефть и газ производят с соблюдением требований единых технических правил ведения работ при строительстве скважин и правил охраны поверхностных и подземных вод, утвержденных в установленном порядке.

Мероприятия по очистке вод представлены в [28].

Защита литосферы

Подготовка площадки под строительство скважин начинается с обустройства выделенной территории и включает в себя: привязку к местности, корректировку трасс подъездных путей, их возведение, земляные работы по планировке территории под буровую вышку, привышечные сооружения, шламовые амбары и временный поселок.

Плодородный слой почвы снимается в соответствии с требованиями [29].

При аварийных разливах нефти, минерализованной воды или их смеси на почву удаление их осуществляется при помощи специальной техники: бульдозера, экскаватора, самосвалов, автомашин и тракторов, оборудованных танками для сбора нефти, насосами.

С целью снижения ущерба от загрязнения объектов природы на каждой строящейся скважине должен быть план ликвидации аварии.

Для рекультивации почв в случае загрязнения их углеводородами необходимо руководствоваться [30]. Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно [31].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы;
- разрушение буровой установки;
- опасные метеорологические явления.

Из перечисленных выше ситуаций наиболее вероятным при бурении нефтяных и газовых скважин являются ГНВП.

Основными причинами возникновения ГНВП является несоблюдение требований [2]. Возможные причины, из-за которых происходят проявления: недостаточный вес бурового раствора; недостаточный долив бурового раствора в скважины при СПО, газированный буровой раствора, потеря циркуляции.

При наблюдении одного и/или более признаков ГНВП следует принять меры для закрытия скважины. Если есть какие-либо сомнения в том, что скважина проявляется, необходимо герметизировать ее и проверить давления. Важно помнить, что нет разницы между малым проявлением и полным фонтанированием скважины, потому что и то, и другое может очень быстро обернуться большим фонтаном.

Мероприятия по предупреждению ГНВП

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно [2].

В случае подозрения на ГНВП первым шагом необходимо закрыть скважину. В практике бурения существует два способа закрытия скважины. По методике жесткого закрытия универсальный превентор закрывается сразу после остановки насосов. По методике мягкого закрытия вначале открывается штуцер

на выкидной линии, затем закрываются превенторы, после чего штуцер закрывается.

Следующим шагом необходимо произвести замер давлений. Давления на устье будут расти до тех пор, пока сумма устьевого давления и гидростатического давления бурового раствора с приточным флюидом не сравняется с пластовым давлением.

После уравнивания давлений производятся расчеты плотности и объема бурового раствора для глушения скважины, а затем производится ликвидация ГНВП.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны оптимальные решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении Томской области.

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

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

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

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

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКО1–14–168x245 К1 ХЛ, ОП5–280/80x21, АФ1–80/65x14.

Проанализировав современных производителей систем верхних приводов можно сделать вывод, что с каждым годом производители прогрессируют в данной сфере. В настоящее время, без применения СВП невозможно добиться качественного результата строительства скважин, так–как

конструкции и профили скважин становятся более сложными, увеличиваются забои по глубине и горизонту. Для качественного, без аварийного бурения скважин требуется применение систем верхнего привода.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

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

Список использованных источников

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. <http://www.oillink.ru/sistema-verhnego-privoda-top-drive-DQ50BSQ-JH> – Обзор СВП;
5. <https://onerig.com/novosti-kompanii/verhnii-privod-canrig/> – Особенности систем верхнего привода от Canrig; Брошюра JetStream® RFID Drilling Circulation Sub
6. <https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/1333728> – описание, история СВП;
7. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
8. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
9. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
10. СНиП IV–5–82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

11. ГОСТ 12.0.003–2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.
12. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).
13. ГОСТ 12.4.125–83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов.
14. ГОСТ 12.4.205–99. ССБТ. Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Удерживающие системы. Общие технические требования.
15. Методы испытаний.
16. ГОСТ 12.3.050–201. ССБТ. Строительство. Работы на высоте. Правила работы.
17. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
18. ИПБОТ 131–2008. Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по подготовке скважин к капитальному и подземному ремонтам.
19. МР 2.2.7.2129–06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
20. СНиП 2.04.05–91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
21. ГОСТ 12.1.003–83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
23. СНиП 23–03–2003. Защита от шума.
24. ГОСТ 12.4.124–83. ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
25. ГОСТ 12.1.018–93. ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
26. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
27. СНиП 23–05–95. Естественное и искусственное освещение.

28. ГОСТ 12.1.044–89. ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
29. ППБО–85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
30. ГОСТ 12.1.007–76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
31. общие требования безопасности.
32. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
33. ГН 2.2.6.1762–03. ПДК микроорганизмов–продуцентов, бактериальных препаратов и их компонентов в воздухе рабочей зоны.
34. Трудовой кодекс Российской Федерации.
35. РД 39–133–94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефти и газ на суше.
36. ОНД–86. Методика расчета вредных веществ в атмосферном воздухе, содержащихся в выбросах предприятий.
37. РД 52.04.186–89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы.
38. ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест (дополнения № 1–3).
39. ГОСТ 17.1.3.12–86. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа.
40. ГОСТ 51–01–03–84. Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтедобыче. Основные требования к качеству очистки.
41. ГОСТ 17.4.3.02–85. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.
42. РД 39–0147103–356–86. Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью.
43. ГОСТ 17.5.3.04–83. ССОП. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

44. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 №173–ФЗ.

45. Постановление правительства РФ от 25.02.2000 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».

Приложение А

Горно–геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве	Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	До (низ)	название	индекс	угол, град	
1	2	3	4	5	6
0	30	Четвертичная система	Q	0	1,4
30	180	Некрасовская серия	P _{3nk}	0	1,3
180	230	Чеганская свита	P _{3cg}	0	1,3
230	420	Люлинворская свита	P _{2ll}	0	1,3
420	450	Галицкая свита	P _{2tl}	0	1,3
450	600	Ганькинская свита	K _{2gn}	0	1,4
600	645	Славгородская свита	K _{2sl}	0	1,4
645	742	Ипатовская свита	K _{2ip}	0	1,4
742	762	Кузнецовская свита	K _{2kz}	0÷1	1,4
762	1647	Покурская свита	K _{1-2pk}	0÷1	1,4
1647	2253	Киялинская свита	K _{1kis}	0÷1	1,4
2253	2327	Тарская свита	K _{1tr}	0÷2	1,2

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страти-графического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (пиз)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	суглинки глины	50 50	почвенно-растительный слой; серые глины, иногда алевролитистые, суглинки буровато-серые, пески мелко-среднезернистые;
P _{3нк}	30	180	пески глины алевролиты	60 30 10	переслаивание песков серых, желтовато-серых, разнозернистых, иногда глинистых, алевролитов и серых песчано-алевролитистых глин;
P _{3сг}	180	230	глины пески	70 30	глины голубовато-зелёные с многочисленными прослоями песков серых, светло-серых;
P _{2ил}	230	420	глины	100	глины зеленовато-серые, жёлто-зелеными, плотные, жирные на ощупь, в нижней части опоковидными, с прослоями песков мелкозернистых, кварцев-полевошпатовых и слабых песчаников;
P _{1ил}	420	450	глины алевролиты	90 10	глины тёмно-серые, вязкие, жирные на ощупь, с линзами пескря и слабых песчаников мелкозернистых, с включением пирита;
K _{2gn}	450	600	глины пески	90 10	глины зеленоватые, известковистые с прослоями песчаников и песков; остатки фауны белемнитов, аммонитов, пелеципод и гастропод;
K _{2sl}	600	645	глины пески	90 10	глины серые с прослоями тонкозернистых песков;
K _{2ip}	645	742	пески песчаники глины	50 30 20	переслаивание песков и слабосцементированных песчаников, иногда глауконтовых и глин серых, алевролитистых, иногда опоковидных;
K _{2kz}	742	762	глины	100	глины серые, тёмно-серые, участками известковые, листоватые, тонкополосчатые, с линзами алевролитов;

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K _{1-2pk}	762	1647	песчаники алевролиты глины	50 30 20	чередование песчаников мелкозернистых, иногда известковистых, серых, алевролитов серых, слюдистых и глин серых, комковатых, с зеркалами скольжения, по разрезу – включения углистого детрита;
K _{1kis}	1647	2253	глины песчаники алевролиты	50 40 10	чередование глин буровато-серых, сургучно-коричневых, комковатых, песчаников серых, мелко-среднезернистых, иногда известковистые, крепкие; алевролиты серые, крепкие, по всему разрезу – обугленный растительный детрит;
K _{1tr}	2253	2327	песчаники аргиллиты алевролиты	70 15 15	песчанки мелко-среднезернистые, косослоистые, различной крепости; пропластки алевролитов серых, плотных; аргиллитов серых, тонкоплитчатых, плотных

Таблица А.3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q-P ₁₋₃	0	450	Поглощения	Интенсивность – 0,5–1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления
K _{1-2pk}	762	1647	Поглощения	Интенсивность – 1 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления
Q – P ₁₋₃	0	450	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения < 1сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
K ₁₋₂	450	1647	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения < 1сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
K ₁₋₂	762	1647	Водопроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско–подъемных операций
K ₁	1647	2327	Водонефтепроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско–подъемных операций

Продолжение таблицы А.3

$Q - P_{1-3}$	0	450	Прихватопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения
$K_2 - K_{1-2}$	450	1647	Прихватопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения
K_{1tr}	2253	2327	Прихватопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление инструмента без движения более 5 мин.

Приложение Б
Технологическая часть

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направление (0–40 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–40 м)							
1	Долото 393,7 М–ЦВ	0,50	393,7	–	3–171	Ниппель	0,190
2	Переводник М171хМ152	0,44	225	100	3–171	Муфта	0,037
					3–152	Муфта	
3	УБТ–203х100 Д	16,6	203	100	3–152	Ниппель	0,702
					3–152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3–152	Ниппель	0,059
					3–171	Муфта	
5	КЛС–390 М	0,6	390	80	3–171	Ниппель	0,112
					3–171	Муфта	
6	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3–171	Ниппель	0,059
					3–152	Муфта	
7	УБТ–203х100 Д	8,3	203	100	3–152	Ниппель	0,702
					3–152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3–152	Ниппель	0,059
					3–133	Муфта	
7	ТБПК 127х9,19 Е	20,3	127	108	3–133	Ниппель	0,633
					3–133	Муфта	
8	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3–133	Ниппель	0,03
					3–133	Муфта	
9	КШЗ–133х35	0,47	155	62	3–133	Ниппель	0,03
					3–133	Муфта	
10	ВБТ 140	14	–	82,6	3–133	Ниппель	0,8

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40–610 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (40–610 м)							
1	Долото БИТ 295,3 В516 УСМ.08	0,4	295,3	–	3–152	Ниппель	0,08
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	–	3–152	Муфта	0,02
					3–152	Муфта	
3	К295,3МС	0,65	295,3	80	3–152	Ниппель	0,09
					3–152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3–152	Ниппель	0,045
					3–171	Муфта	
5	ДГР–240М.7/8	8,0	240	–	3–171	Ниппель	2,911
					3–171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ–203	0,25	240	–	3–171	Ниппель	0,021
					3–171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК–240РС	0,8	203	55	3–171	Ниппель	0,07
					3–171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3–171	Ниппель	0,051
					3–147	Муфта	
					3–147	Муфта	
9	УБТ– 178х90 Д	48	178	90	3–147	Ниппель	7,488
					3–147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3–147	Ниппель	0,011
					3–133	Муфта	
11	ТБПК 127х9,19 Е	576.4	127	108	3–133	Ниппель	21,144
					3–133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3–133	Ниппель	0,03
					3–133	Муфта	
13	КШЗ–133х35	0,47	155	72	3–133	Ниппель	0,04
					3–133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3–133	Ниппель	0,8

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (610–2330 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (610–2330 м)							
1	Долото БИТ 215,9 ВТ 613	0,37	215,9	–	3–117	Ниппель	0,024
2	ДГР–172 7/8.56	9,1	172	–	3–117	Муфта	1,081
					3–147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ–172	0,34	172	66	3–147	Ниппель	0,015
					3–147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК–172РС	0,67	176	55	3–147	Ниппель	0,039
					3–147	Муфта	
5	УБТ 178х90 Д	12	178	90	3–147	Ниппель	1,872
					3–147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3–147	Ниппель	0,012
					3–133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 СТ	0,40	215	70	3–133	Ниппель	0,018
					3–133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3–133	Ниппель	0,035
					3–147	Муфта	
9	УБТ 178х90 Д	24	178	90	3–147	Ниппель	3,744
					3–147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3–147	Ниппель	0,035
					3–133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ–172–2ВД	3,5	172	76,2	3–133	Ниппель	1,347
					3–133	Муфта	
12	ТБПК 127х9,19 Е	2283,42	127	108	3–133	Ниппель	71,242
					3–133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3–133	Ниппель	0,03
					3–133	Муфта	
14	КШЗ–133х35	0,47	155	72	3–133	Ниппель	0,04
					3–133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	–	82,6	3–133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (2285–2305 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2285–2305 м)							
1	Бурильная головка PDC У12– 215,9/101,6 SCD–3 Т	0,3	215,9	101,6	3–161	Муфта	0,02
2	Керноотборный снаряд СК–178/100 ТРИАС	20	178	100	3–161	Ниппель	3,0
					3–161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3–161	Ниппель	0,04
					3–147	Муфта	
4	УБТ–178х90 Д	30	178	90	3–147	Ниппель	4,613
					3–147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3–147	Ниппель	0,05
					3–133	Муфта	
6	ТБПК 127х9,19 Е	2245,75	127	108	3–133	Ниппель	68,70
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3–133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ–133х35	0,47	155	72	3–133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	–	82,6	3–133	Ниппель	0,08

Таблица Б.5 – Расчет необходимого количества бурового раствора по интервалам

Направление		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернности	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
0	40	40	393,7	–	1,35	6,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						4,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						6,6
Объем раствора к приготовлению:						26,5
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Кондуктор		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернности	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м.						
от	до					
40	610	570	295,3	306,9	1,35	52,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						5,7
Расчетные потери бурового раствора при очистке						36,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						2,8
Объем раствора в конце бурения интервала						52,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						205,4
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						205,4
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						75,8
Эксплуатационная колонна		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернности	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
610	2330	1820	215,9	228,7	1,3	119
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						12,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						58,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						8,6
Объем раствора в конце бурения интервала						119
Общая потребность бурового раствора на интервале:						325,1
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						273,9
Объем раствора к приготовлению:						51,3

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм. кг	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		ЭК		Итого	
			кг	уп.	кг	уп.	кг	уп.	кг	уп.
Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	23	1	79	4	178	8	282	12
Глинопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	1577	2	6321	7	14283	15	22181	24
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	24	1	186	7	428	17	642	26
ПАЦ ВВ	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	0	0	176	7	176	7
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	29	2	790	32	1785	72	2605	106
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	0	0	790	32	1785	72	2576	104
Ингибитор Drilling Detergent	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	20	1	79	4	172	8	502	13
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	79	4	179	8	258	12

Приложение В

Таблица В.1 – Сравнительные характеристики производителей систем верхнего привода

1	Производитель	Tesco	Canrig Drilling Technology	National Oilwell Varco	SLC– JH	Уралмаш	Электромеханика	Электромеханика
2	Наименование	EMI 400	6027E	IDS – 350P	DQ50BSQ–JH	СВП 320ЭЧР	ВЭП – 320М	ПВГ – 160Р
3	Грузоподъемность, т	227	249	350	321	320	320	160
4	Привод	Электрический	Электрический	Электрический	Электрический	Электрический	Электрический	Гидравлический
5	Максимальный крутящий момент, Нм (кг*м)	28470 (2903)	40700 (4150)	40675 (4148)	65000 (6628)	80000(8157)	68700 (7000)	26500 (2700)
6	Максимальная скорость (частота) вращения выходного вала, рад/сек. (об./мин.)	20,9 (200)	20,9 (200)	20,9 (200)	22,9 (220)	21,3 (211)	22,9 (220)	10,5 (100)
7	Выходная мощность привода, кВт (л.с.)	298 (400)	442(600)	522 (700)	600 (804)	596 (810)	600 (815)	160 (220)

Приложение Г

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица Г.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долота, мм	Норма проходки на долото, м	Номер таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0–40	393,7	520	11	24	0–40	0,0119	1,54
II	40–610	295,3	870	12	32	40–610	0,0212	16,112
III	610–2330	215,9	1600	12	32	610–2330	0,0352	53,856
Итого								71,508

Таблица Г.2 – Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1:	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868

Продолжение таблицы Г.2

1	2
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4:	12844
Глава 5	
Промыслово–геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3–4)	17412
Итого по главе 5:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6:	12764
Итого по главам 1–6:	416414
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1– 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1–6)	68292
Итого по главе 7:	68292
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1–7 (8 % от суммы глав 1–7)	38776
Итого по главе 8:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1–8)	24080
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1–8)	15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1–8)	9422
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3–4)	256
Топографо–геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1–9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1–9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1–11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	632795
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	129020446
НДС 18%	23244200
ВСЕГО с учетом НДС	152264646

Таблица Г.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		Количество, шт	сумма	Количество, шт	сумма	Количество, шт	сумма	Количество, шт	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	–	–	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	–	–	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	–	–	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента к–т,сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	–	–	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52
Материалы и запасные части при тур-бинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	–	–	–	–	1,93	1646,85	6,56	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секци-онный), сут	16,12	–	–	0,11	1,77	–	–	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 сек-ционный), сут	246,62	4	986,48	–	–	1,93	475,98	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двига-тель), сут	370,35	–	–	–	–	–	–	6,56	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	–	–	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к буре-нию, сут	41,4	4	165,6	–	–	–	–	–	–
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	–	–	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	–	–	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	11,04	1,93	193,77	6,56	658,62

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон–домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	–	–	–	–	–	–
Амортизация вагон–домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого–техноло–гического контроля, сут	14,92	–	–	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	–	–	14,2	1070,68	25,4	1915,16	–	–
КМЦ–700 высший сорт, т	1994	–	–	0,17	338,98	0,38	757,72	–	–
Биолуп LVL, т	324,74	–	–	–	–	–	–	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	–	–	0,085	1,56	0,06	1,0998	–	–
НТФ, т	916	–	–	–	–	–	–	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	–	–	–	–	–	–	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	–	–	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	–	–	6,39	175,33	63,3	1738,2	–	–
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8266,31		2350,2		12579,36		24600,27
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 М–ЦВ	686,4	–	–	0,1	68,64	–	–	–	–
БИТ 295,3 В516 УСМ.08	1379,7	–	–	–	–	0,43	593,271	–	–
БИТ 215,9 ВТ 613	1028,4	–	–	–	–	–	–	1,18	1213,512

Окончание таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	–	–	–	–	–	–	–	–
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	–	–	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб.	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб.	0		169,944		747,883		5187,779		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб.	8266,31		2520,14		13327,24		29788,05		
Всего по сметному расчету, руб.	54639,74								

Таблица Г.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб.	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		Количество, шт	сумма	Количество, шт	сумма	Количество, шт	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,11	0,73	100,88	1,47	203,14
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,18	0,73	14,53	1,47	29,25
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,43	0,73	20,20	1,47	40,67
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,21	0,73	5,50	1,47	11,08

Продолжение таблицы Г.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	24,76	1,47	49,86
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-323,9, шт.	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-244,5, шт.	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-168,3, шт.	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295, шт.	25,4	-	-	16	406,4	-	-
Центратор ЦЦ-168,3/191-216, шт.	18,7	-	-	-	-	50	935
ЦКОДМ-244,5, шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОДМ-168,3, шт.	105	-	-	-	-	1	105

Продолжение таблицы Г.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Продавочная пробка ПРП–Ц–244,5, шт.	59,15	–	–	1	59,15	–	–
Продавочная пробка ПРП–Ц–168,3, шт.	30,12	–	–	–	–	1	30,12
Головка цементировочная ГЦУ–244,5	3320	–	–	–	–	–	–
Головка цементировочная ГЦУ–168,3	2880	–	–	–	–	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		746,52		7203,26		10706,74	
Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 323,9х9,5, м	37,21	50	1860,5	–	–	–	–
Обсадные трубы 244,5х8,9 м	28,53	–	–	800	22824	–	–
Обсадные трубы 168,3х8 м	25,41	–	–	–	–	80	2032,8
Обсадные трубы 168,3х8,0 м	23,67	–	–	–	–	10	236,7
Портландцемент тампонажный ПЦТ–I–50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	–	–
Портландцемент тампонажный рас– твор ПЦТ–III–об(4)–100, т	29,95	–	–	–	–	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный рас– твор ПЦТ–II–100, т	32	–	–	–	–	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опрессовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18

Окончание таблицы Г.4

1	2	3	4	5	6	7	8	
Работа СКЦ–2М, тампоажный цех, агр/оп	80,6	–	–	–	–	1	80,6	
Пробег ЦА–320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4	
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2	
Пробег СКЦ–2М, км	40,8	–	–	–	–	1	40,8	
Дежурство ЦА–320М, тампоажный цех, ч	15,49	–	–	16	247,84	24	371,76	
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984	
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8	
Транспортировка вахт, руб	738							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			1828,9			22742	70653,6	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			6759,62			29656,68	80740,96	
Всего по сметному расчету, руб								117157,3

Приложение Д

Геолого – технологический наряд

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 м

Предприятие: ООО "СГК Бурение"

Месторождение:

Оборудование:

Буровая установка: БУ 3000/200 ЭУК 1М

Лебедка: ЛБУ - 750

Талевая система: 5х6

Ротор: Р - 700

Насосы: УНБТ - 1180

Геологическая часть					Техническая часть										
Глубина, м	по вертикали	Свита	Литологическое описание пород	Температура	Отбор керна	Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов, л/с	Параметры промывочной жидкости	Примечание
						324 мм	245 мм	168 мм							
						393,7 мм	295,3 мм	215,9 мм							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
30						40 м									
100		Некрасовская		6	Отбор керна будет производиться в интервале 2285-2305м. Режимы: бурение роторное; нагрузка 4-8т; частота вращения 60-180 об/мин; расход 18-24 л/с. Тип долота - РДС У12-215.9/101,6 SCD-31. Тип керноотборного снаряда - СК 178/100 ТРИАС Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, прихвата опасности, водонепроводимость Возможны осыпи и обвалы стенок скважины	460 м	393.7 МЦВ		до 18		63	Плотность=1,13 г/см3, УВ=35 сек, ПВ=15 л/с, ДНС=40 дПа, СНС=30/60 дПа, Ф=10, песок<1,5 %, pH = 9 1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течении не менее двух циклов с постоянным доливом, и запись в буровом журнале объема доливаемого раствора. 2. Скорость СПО ограничить до 0.5-0.7м/с, за 10метров до продуктивного горизонта до 0.4м/с. 3. Не допускать нахождения буряльного инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут. 4. При длительных вынужденных простоях; ремонт оборудования и прочее(при нахождении буряльного инструмента в открытом стволе), поднять буряльный инструмент в башмак обсадной колонны, наверху обратный клапан, устье агрегатизировать. Инструмент оставить на талях. 5. При проведении каротажных работ, шаблонировку скважины производить, при глубине до 1500м - через 18 часов, до 2500м - через 24часа, свыше 2500м - через 36 часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов циркуляции. 6. Межколонное пространство опрессовать незамерзающей жидкостью : Ф=324х245 - 5 МПа, Ф=245 х 168 - 5.0МПа. 7. Проверку ПВО производить буряльщицу - каждую смену, мастеру - еженедельно. Докрепление всех болтовых соединений производить 1 раз в декаду.			
200		Чеганская		10					БИТ 295,3 В516 УСМ.08		ДГР-240.7/8.55				
300		Полынинорская		15									до 12		
400			Талицкая	16									120-140		45
500		Покурская		19											
600			Славгородская	22											
700			Ипатовская	26											
800		Киялинская		27											
900															
1000															
1100															
1200						51									
1300															
1400															
1500															
1600															
1700															
1800															
1900				70											
2000															
2100															
2200															
2300		Тарская		72											

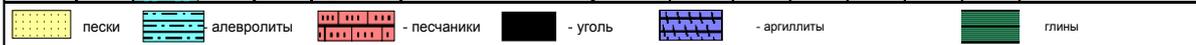


Рисунок Д.1 – геолого – технический наряд