

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3270 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3270)(571.120)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Куприенко Сергей Сергеевич		02.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		04.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		03.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		03.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

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

(бакалаврской работы, дипломного проекта работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б62Т	Куприенко Сергей Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3270 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменской 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. • Применение циркуляционных переводников

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 языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Низкофрикционные центраторы	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Куприенко Сергей Сергеевич		02.03.2020

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

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:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
03.04.2020	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2020	3. Низкофрикционные центраторы	15
12.05.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2020	5. Социальная ответственность	15
29.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н		02.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		02.03.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-
СБЕРЕЖЕНИЕ**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Куприенко Сергей Сергеевич

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<ol style="list-style-type: none"> 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	2. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Куприенко Сергей Сергеевич		02.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Куприенко Сергей Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3270 метров на нефтяном месторождении (Тюмская область)
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности 1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) 1.3 ТК РФ глава 47</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; - работы на высоте.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> - на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); - на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); <p>3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>

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

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Г	Куприенко Сергей Сергеевич		02.03.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 79 страниц, без учета приложений 11 рисунков, 50 таблиц, 41 литературных источника, 5 приложения.

Ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 3270 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Цель работы – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 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 низкофрикционных центраторов при строительстве нефтяных и газовых скважин.
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.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

- СНС** – статическое напряжение сдвига;
- ДНС** – динамическое напряжение сдвига;
- СПО** – спуско-подъемные операции;
- ГНВП** – газонефтеводопроявление;
- ОЗЦ** – ожидание затвердевания цемента;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- КНБК**– компановка низа бурильной колонны;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- ПВО** – противовыбросовое оборудование;
- БУ** – буровая установка;
- ЦА** – цементирувочный агрегат.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003–2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062–81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019–2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ

Оглавление

Реферат	8
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....	9
Оглавление	10
Введение.....	12
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	13
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	13
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	13
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	16
2.1 Обоснование конструкции скважины	16
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	16
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	17
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	18
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	18
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	18
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	19
2.2.1 Выбор способа бурения	19
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	20
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	21
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	22
2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора	23
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок буровой колонны	27
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	27
2.2.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	32
2.2.11 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	36
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	36
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	36
2.3.2 Конструирование обсадной колонны по длине	40
2.3.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	41
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	42
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	43
2.4 Выбор буровой установки	46
3 НИЗКОФРИКЦИОННЫЕ ЦЕНТРАТОРЫ	47
3.1 Конструкция низкофрикционных центраторов	47
3.2. Стопорное кольцо для центраторов	50
3.2 Область применения и преимущества	51
3.3 Вывод.....	52
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	53
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	53
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	54

4.1.2	Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	55
4.1.3	Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей ..	57
4.1.4.	Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	57
4.1.5	Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	57
4.1.6	Расчет нормативного времени на геофизические работы	60
4.1.7	Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	60
4.1.8	Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных Работ.	60
4.2	Линейный календарный график выполнения работ	61
4.3.	Корректировка сметной стоимости строительства скважины	62
4.3.1	Определение проектной продолжительности бурения и крепле-ния скважины	62
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	65
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	65
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	65
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	65
5.2	Производственная безопасность	66
5.2.1	Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	67
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
	Список использованных источников	80
	Приложение А	84
	Приложение Б	89
	Приложение В	96
	Приложение Г	97
	Приложение Д	106

Введение

Немаловажную роль в разработке нефтегазовых месторождений играет роль разведочного бурения, стоит учитывать тот факт, что с актуальными данными геологических и геофизических исследований, можно значительно уменьшить время строительства скважины, а время играет ключевую роль в ценообразовании строительства скважины. Стоит так же отметить, что с развитием технологии в области разведочного бурения, нефтяным компаниям рентабельно добывать, ранее трудно извлекаемые запасы углеводородов.

В данном техническом проекте разрез скважины сложен в основном мягкими, мягко-средними породам, но под конец интервала встречаются породы средней крепости, это стоит учесть при выборе породаразрушающего инструмента.

Так же имеет место быть большое значение коэффициента кавернозности в интервале 0-875, учитывая этот факт нужно будет подобрать раствор, который минимизирует осыпи и обвалы, а также поглощения в этом интервале. Правильная рецептура раствора и соблюдение его технических параметров, поможет избежать поглощений в интервале 2750-3270. Так же необходимость соблюдения параметров бурового раствора на этом интервале необходимо с целью недопущения газонефтеводопроявлений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3270 метров.

В работе ставится и частная задача: проанализировать циркуляционные переводники при строительстве нефтяных и газовых скважин.

В специальной части рассмотрена технология применения низкофрикционных центраторов.

Таким образом, 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, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А. Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–3270 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в таблице 1 и 2

Таблица 1 – Нефтегазоносность

Индекс пласта	Интервал, м		Тип флюида	Плотность, кг/м ³	Относительная плотность газа по воздуху	Подвижность, Да / сПз	Содержание серы / парафина, %	Дебит, т/сут.	Тпл, °С	Газовый фактор, м ³ /т	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности пластового давления	Давление насыщения нефти газом, МПа
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
АС7	2398	2452	нефть	809	–	до 1,15	0,48/2,30	–	86	33	24,0	1,02	7,8
ЮС10	3180	3240	нефть	670	–	до 12,5	0,09/1,2	100	120	188	38,5	1,25	17,3

Таблица 2 – Водоносность

Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Дебит, м ³ /сут	Тип воды по составу	Минерализация общая, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8
Палеоген-четвертичный водоносный комплекс							
0	280	поровый	1000	до 400	Хлоридно-натриевый	0,1-0,35	да
Альб-сеноманский водоносный комплекс							
1120	1620	поровый	1005	до 100	Хлоридно-кальциевый	6,5-11,4	нет
Аптский водоносный комплекс							
1680	1980	поровый	1007	до 200	Хлоридно-натриевый, гидрокарбонатно-натриевый	7,2-14,5	нет
Неокомский водоносный комплекс							
2090	2200	поровый	1007	до 200	Хлоридно-кальциевый	9,7-12,3	нет
Юрский водоносный комплекс							
2990	3100	поровый	1004	до 100	Гидрокарбонатно-натриевый	7,3-15,0	нет

Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 5 водоносными, 2 нефтеносными пластами. Эксплуатационная наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком проектируется для продуктивного интервала 3180– 3240 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 100 м³/сут.

Давления и температуры по разрезу скважины, представлены в таблице 3

Таблица 3 – давления и температуры по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты				Температура в конце интервала, °С
от	до	пластового давления, МПа/м	давления гидроразрыва, МПа/м	порового давления МПа/м	горного давления МПа/м	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	6
50	120	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	7
120	180	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	9
180	270	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	12
270	450	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	18
450	670	0,0100	0,0159	0,0100	0,0220	27
670	810	0,0100	0,0165	0,0100	0,0220	35
810	875	0,0100	0,0165	0,0100	0,0220	38
875	1060	0,0100	0,0165	0,0100	0,0226	47
1060	1097	0,0100	0,0165	0,0100	0,0226	49
1097	1380	0,0100	0,0165	0,0100	0,0228	55
1380	1670	0,0100	0,0165	0,0100	0,0232	64
1670	1970	0,0102	0,0168	0,0100	0,0232	75
1970	2020	0,0102	0,0168	0,0100	0,0234	76
2020	2777	0,0102	0,0168	0,0100	0,0237	86
2777	2800	0,0130	0,0168	0,0130	0,0238	108
2800	2820	0,0125	0,0182	0,0125	0,0239	108
2820	3140	0,0125	0,0182	0,0125	0,0241	118
3140	3210	0,0125	0,0182	0,0125	0,0242	120
3210	3220	0,0125	0,0182	0,0125	0,0242	120

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу, поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, кавернообразование, прихватоопасные зоны, сальникообразование. Осложнения представлены в приложении А.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

Построим график совмещенных давлений (Рисунок 1):

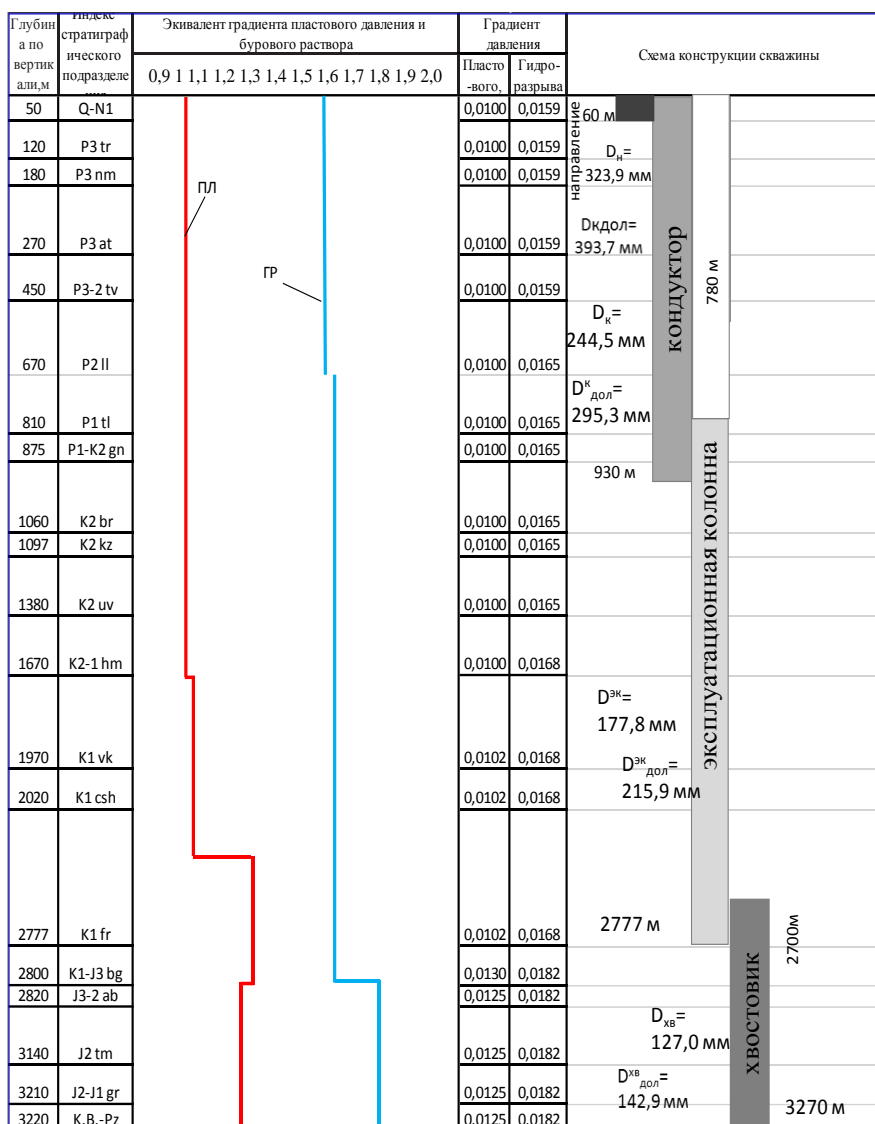


Рисунок 1 – График совмещенных давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 50 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 60 м.

Расчетное значение глубины спуска кондуктора составляет 2000 м, но выбирается глубина 930 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также с учетом осыпей и обвалов стенок скважины, прихватоопасной зоны и проницаемого горизонта, склонного к поглощениям раствора и для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2777 м, с учетом перекрытия подошвы самого нижнего продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Кондуктор и направление цементируются на всю длину, а техническая колонна и эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака предыдущей колонны на 150 м, поскольку скважина газовая.

Хвостовик цементируется с перекрытием башмака предыдущей колонны на 75 метров и спускается на глубину 3270 м, спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м под ЗУМППФ.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под хвостовик принимаем равным $D_{\text{хв}}=127,0$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

В данном разделе необходимо определить максимальное давление опрессовки, оно должно быть как минимум больше, чем на 10% давления, которое возникает при ликвидации газонефтепроявлений и открытых фонтанов. Расчёты

были проведены исходя из методических указаний, представленных в методичке «Проектирование конструкций скважины» .

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-35-178x245, т.к. данная скважина имеет двухколонную конструкцию и принимая во внимание диаметры обсадных колонн.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления:
ОП5-280/80x35

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

Технико-экономическая эффективность проекта на строительство нефтяной скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и горно- геологических условий бурения.

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 способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	роторный
60	930	гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
930	2777	гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2777	3270	гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
3175	3245	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 строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0–60	60–930	930–2777	2777–3270
Шифр долота		Ш 393,7 НьюТек Сервисез	295,3 (11 5/8) FD419SM Волгабурмаш	PDC 215,9 БИТ ВТ 613 УМ	PDC 142,9 (5 5/8) Удол
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	142,9
Тип горных пород		М	МС	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 117	3 117	3 88
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2
Длина, м		0,40	0,441	0,40	0,211
Масса, кг		163	82	24	13,5
G, тс	Рекомендуемая	3-8	9-15	5-15	5-10
	Предельная	25	15	15	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40–60	100-140	140-180	120-140
	Предельная	200	250	220	240

где G – осевая нагрузка на долото, тс;

n – линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Для бурения интервала под хвостовик проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

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 приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-60	60-930	930-2777	2777-3270
исходные данные				
Д _д , см	39,37	29,53	21,59	14,29
G _{пред} , тс	25	15	15	10
результаты проектирования				
G _{доп} , тс	20	12	12	8
G _{проект} , тс	3	8	12	8

где D_d – диаметр долота, см;

$G_{пред}$ – предельная осевая нагрузка на долото, тс;

$G_{доп}$ – дополнительная осевая нагрузка на долото, тс;

$G_{проект}$ – проектируемая осевая нагрузка на долото, тс.

Для направления была выбрана максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика были выбраны 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 расчета частоты вращения долота

Интервал, м	0-60	60-930	930-2777	2777-3270	
исходные данные					
V_d , м/с	3,2	2	1,7	1,6	
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1429
	мм	393,7	295,3	215,9	142,9
результаты проектирования					
n_1 , об/мин	155	129	150	214	
$n_{стат}$, об/мин	60	140	180	220	
$n_{проект}$, об/мин	60	140	180	180	

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

n_1 – оптимальная линейная скорость на периферии долота, об/мин;

$n_{проект}$ – проектная линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса раз-

рушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-60 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, эксплуатационной колонны и хвостовика были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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

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 произведем промывку на забое.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 35 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 16 л/с.

Таблица 8 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-60	60-930	930-2777	2777-3270
исходные данные				
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1429
K	0,65	0,5	0,4	0,4
K_k	1,3	1,2	1,1	1,05
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,09	0,09
V_M , м/с	0,011	0,0083	0,0055	0,0042
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,203	0,235	0,166	0,124
$d_{нмах}$, м	0,0254	0,0127	0,0111	0,0095
n	3	5	9	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,2	1,15	1,08	1,02
ρ_n , г/см ³	2,0	2,26	2,12	2,08
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	79	34	15	6
Q_2 , л/с	16	7	2,2	0,3
Q_3 , л/с	55	28	24	3
Q_4 , л/с	39	37	59	34
Области допустимого расхода бурового раствора	16-79	7-37	2,2-59	0,3-34
Запроектированные значения расхода бурового раствора	70	50	35	16

где D_d – диаметр долота, м;

K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

K_k - коэффициент каверзости;

$V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

V_M – механическая скорость бурения, м/с;

$d_{бт}$ – диаметр бурильных труб, м;

$d_{Нмах}$ – максимальный внутренний диаметр насадки (промывочных отверстий), м;

n – число насадок (промывочных отверстий);

$V_{кпмин}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с;

$V_{кпмаx}$ – максимальная допустимая скорость восходящего потока, м/с;

$\rho_{п}$ – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

$\rho_{р}$ – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

$S_{маx}$ – максимальная площадь кольцевого пространства, м²;

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, исходя из условия предотвращения прихвата, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

Под направление выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости. Под кондуктор выбран максимальный расчетный расход обеспечивающий необходимую очистку ствола скважины, вынос шлама, минимальный расход на насадках и предотвращение прихватов. При бурение под эксплуатационную колонну выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости, который близок к расчетным значениям.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Таблица 9 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

1	2	3	4	5	
Интервал, м	0-60	60-930	930-2777	2777-3270	
1	2	3	4	5	
исходные данные					
Дд	м	0,3937	0,2953	0,2153	0,1429
–	мм	393,7	295,3	215,3	142,9

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
Goc, кН	175	120	104	60
Q, Н*м/кН	1,5	1,5	1,5	1,5
результаты проектирования				
Дзд, мм	–	262,48	191,37	106
1	2	3	4	5
Мр, Н*м	–	2635	2249	1169
1	2	3	4	5
Мо, Н*м	–	147,65	107,65	71
Муд, Н*м/кН	–	36,93	27,33	19

Для интервала бурения 60–930 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-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.

Для интервала бурения под хвостовик проектируется винтовой забойный двигатель ДР4-95С.4/5.65, который обеспечивает необходимые характеристики при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики запроюктированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроюктированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240.7/8.55	60-930	240	9,975	2432	30-75	62-180	26,0-39,0	114-430
ДРУ2-172РС	930-2777	172	5,000	1669	19-40	80-200	25,3	221-565
ДР4-95С.4/5.65	2777-3270	106	7,39	260	5–18	162-324	2,0-3,0	26-95

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б.

Расчёт бурильной колонны на прочность расположен в приложении Б.

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

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

Направление, интервал 0-60м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,20*60*0,0098*10^6}{9,81*60} = 1199 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (1)$$

Кондуктор, интервал 60-690м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,16 \cdot 930 \cdot 0,0098 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 930} = 1199 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (2)$$

Эксплуатационная колонна, интервал 690-1800м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,08 \cdot 2777 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 2777} = 1223,2 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (3)$$

Хвостовик, интервал 1800-3020м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,07 \cdot 3270 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3270} = 1223,4 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (4)$$

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблице 11 и 13.

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

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-60 м представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка, единицы измерения	Потребное количество реагентов	
			Направление	
		килограмм	килограмм	упаковок
1	2	3	4	5
Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	56	3
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	3685	4
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	62	3
Понижитель вязкости: ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	24	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	487	1

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 60-690 м представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов	
			Кондуктор	
		килограмм	килограмм	упаковок
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25	318	13
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	19578	20
Барит	утяжелитель	25	421	17
Полиакриламид	понижитель фильтрации	25	196	8
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	397	16
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	57	3
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	214	9
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	1000	1105	2
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	386	16

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 690-2777 м представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов	
		килограмм	Эксплуатационная колонна	
			килограмм	упаковок
Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	610	25
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1000	44879	45
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	489	20
Ингибитор: KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	996	40
Понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации	25	852	35
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	2896	116
Утяжелитель	Регулирование плотности	1000	1745	2
Бактерициды	Защита от микробиологической деградации	25	216	9
Пенегасители	Предотвращение пенообразования	25	234	10

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 2777-3270 м представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала под хвостовик

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов	
			Хвостовик	
		килограмм	килограмм	упаковок
Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	610	25
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1000	44879	45
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	489	20
Ингибитор: KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	996	40
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	25	852	35
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	2896	116
Утяжелитель	Регулирование плотности	1000	1745	2
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	25	216	9
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	25	234	10

Технологические показатели растворов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели растворов

Бентонитовый раствор под направление	
1	2
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,199
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2
Полимерглинистый раствор под кондуктор	
Регламентируемые свойства	Значение

Продолжение таблицы 15

1	2
Плотность, г/см ³	1,199
Условная вязкость, с	40-60
Полимерглинистый раствор под кондуктор	
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5
Биополимерный раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,2232
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5
Биополимерный раствор под хвостовик	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,2234
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

2.2.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины

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

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

Результаты расчета представлены в таблицах 16, 17, 18.

Таблица 16 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Количество, шт	Диаметр, мм		
Под направление									
0	60	бурение	0,506	0,06	периферийная	2	22,2	95,1	448
Под кондуктор									
60	930	бурение	0,794	0,081	периферийная	3	17	81,1	244,3
Под эксплуатационную колонну									
930	2777	бурение	1,113	0,084	периферийная	5	9	96,6	189,6
Под хвостовик									
2777	3270	бурение	1,369	0,91	периферийная	5	9	45,8	59,8
Отбор керна									
3175	3245	Отбор керна	1,369	0,091	периферийная	3	9;8x2	82	55,2

Таблица 17 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид Технологической операции	Тип	Количество, штук	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	60	бурение	УНБ-950	2	95	180	184,3	1,0	100	36,8	73,6
60	930	бурение	УНБ-950	2	95	180	184,3	1,0	75	27,6	55,2
930	2777	бурение	УНБ-950	1	95	150	266,0	1,0	120	30,72	30,72
2777	3270	бурение	УНБ-950	1	95	140	309,7	1,0	65	14,56	14,56
3175	3245	Отбор керна	УНБ-950	1	95	140	309,7	1,0	65	14,56	14,56

Таблица 18 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)		насадках долота	забойном двигателе				
0	60	бурение	77,3	60,9	0	5,9	0,4	10
60	930	бурение	163,7	44,3	39,3	57,1	13	10
930	2777	бурение	206,2	61,7	62,2	47,8	24,6	10
2777	3270	бурение	307,4	18,1	72,7	153,6	59,8	3,3
3175	3245	Отбор керна	243,8	58,0	0	127,3	55,2	3,3

2.2.11 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 19 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3175-3245	PDC У9-142,9/80,0 SCD-4 С	1-3	20-40	15-20

Геолого-технический наряд представлен в приложении Д.

КНБК для отбора керна (3175–3245 м) представлена в приложении Б.

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Продавочная жидкость: в качестве продавочной жидкости для расчетов будем применять техническую воды ($\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$).

– Буферная жидкость: согласно рекомендации к выбору буферной жидкости представленной в РД 39-00147001-767-2000 при данных геологических условиях и возможных осложнений необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению.

– Так как данный тип буферной жидкости обычно обладает повышенной вязкостью относительно других, то будем использовать плотность 1030 кг/м^3 .

– Облегченный тампонажный раствор: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1400 кг/м^3 .

– Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность примем равной из диапазона рекомендуемых значений 1800 кг/м^3 .

Определение интервалов цементирования тампонажными растворами различной плотности:

Расчет наружных избыточных давлений. Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со

стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

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

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

На рисунках 2,3 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление».



Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

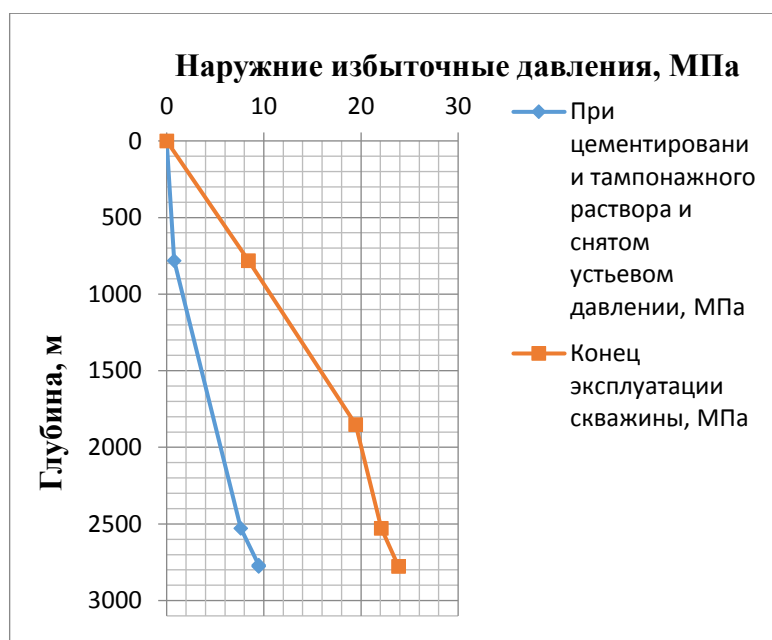


Рисунок 3 – Эпюры наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

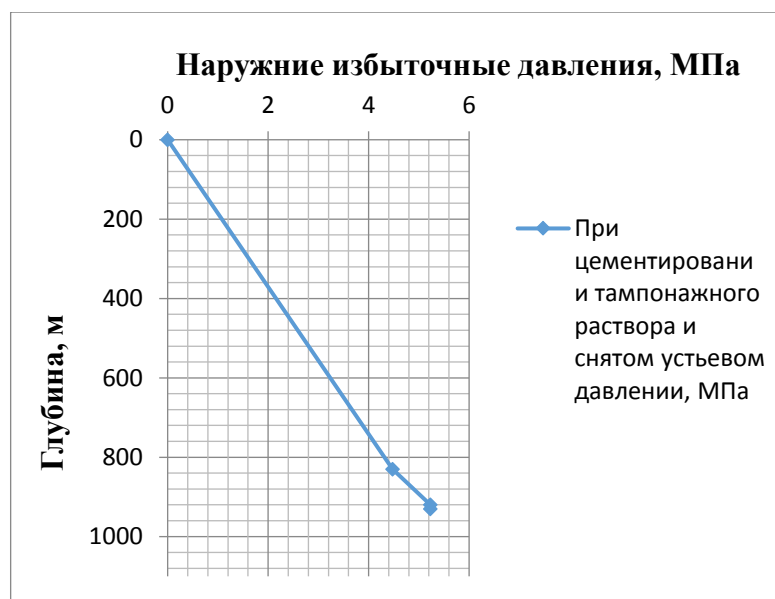


Рисунок 4 – Эпюры наружных избыточных давлений кондуктора

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.

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 5,6.7.



Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений

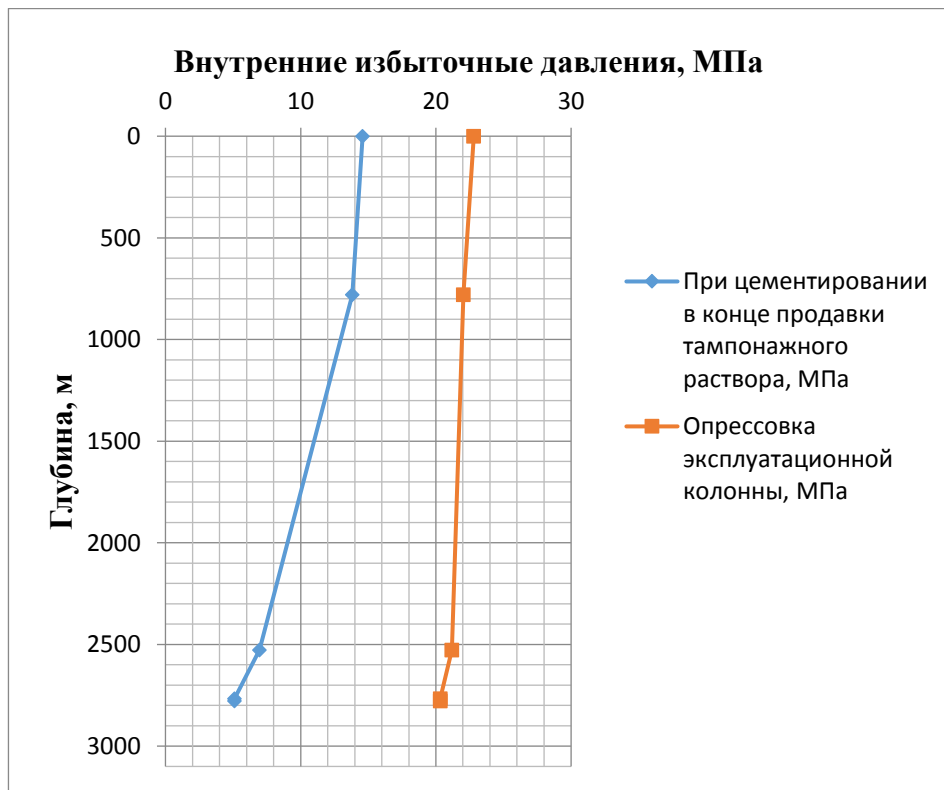


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений

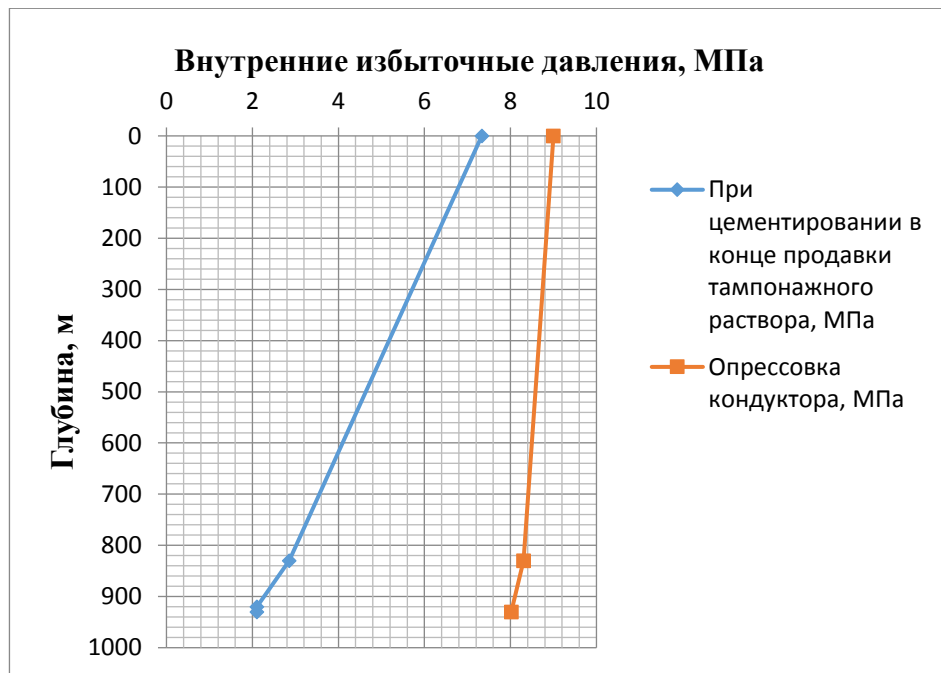


Рисунок 7 – Эюра внутренних избыточных давлений

2.3.2 Конструирование обсадной колонны по длине

Произведя расчеты по методике, приведенной в методичке «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений» [3], были запроектированы секции, характеристики которых представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	60	67,2	4032	4032	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	930	47,2	43896	43896	0-930
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	10,4	429	42,8	18361,2	108289,6	2348-2777
2	ОТТГ	Д	9,2	2348	38,3	89928,4		0-2348
Хвостовик								
1	ОТТГ	Д	7,5	493	22,1	10895,3	10895,3	2777-3270

2.3.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для цементирования хвостовика применяется, подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая, ПХГМЦЗ 114/168. Подвеска ПХГМЦЗ представляет собой комплекс из четырех работающих независимо друг от друга функционально законченных узлов:

Гидравлического якоря;

Гидравлического разъединителя;

Механического пакера;

Узла механического разъединения, дублирующего гидравлический разъединитель.

Результатом работы по данному разделу, о типах выбранных элементах КНБК и интервалах их установки представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество эле- ментов на интер- вале, шт	Сумарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 323,3	БКМ-324 «Нефтемаш»	60	60	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	50	50	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	50	6	6
	ЦТ 324/394 «Нефтемаш»	0	60	3	3
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	50	50	1	1
Кондуктор, 244,5	БКМ-245 «Нефтемаш»	930	930	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	920	920	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	60	2	25
		60	930	23	
	ЦТ 245/295 «Нефтемаш»	60	930	44	44
ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	920	920	1	1	

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5	6
Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество эле- ментов на интер- вале, шт	Суммарное количество, шт
Эксплуатационная, 177,8	БКМ-168 «Нефтемаш»	2777	2777	1	1
Эксплуатационная, 177,8	ЦКОДУ-168 «Нефтемаш»	2767	2767	1	1
	ЦПЦ 168/216 «Нефтемаш»	0	930	23	69
		930	2777	46	
	ПРП-Ц-Н 168 «Нефтемаш»	2767	2767	1	1
Хвостовик, 127,0	БКОК-114 «Нефтемаш»	3270	3270	1	1
	ЦКОДУ-114 «Нефтемаш»	3260	3260	1	1
	ПРП-Ц-В 114 «Нефтемаш»	3260	3260	1	1
	ЦПЦ 114/143 «Нефтемаш»	2702	3270	39	52
	ЦТ 114/143 «Нефтемаш»	2777	3270	13	
	ПХГМЦЗ 114/168 («ЗЭРС»)	2702	2702	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Исходя из расчётов, запроектирован одноступенчатый способ цементирования.

По результатам расчета проектируем объемы тампонажной смеси, которые представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготов- ления, м ³		Наименование компонента	Масса ком- понента, кг	
1	2	3	4		5	6	
Буферная жид- кость	4,63	0,926	1100	3,86	0,772	МБП-СМ	64,82
		3,704	1100		3,088	МБП-МВ	55,56
Продавочная жидкость	56,58	1000	56,58		–	–	

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6
Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Облегченный тампонажный раствор	33,91	1400	12,675	ПЦТ–III–Об(4-6)-150	27943
				НТФ	13,90
Нормальной плотности тампонажный раствор	4,06	1820	2,43	ПЦТ - II - 150	5360
				НТФ	1,665

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

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

Задачами испытания пластов являются:

Оценка продуктивности пласта.

Отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования.

Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).

Оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

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

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 5

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1338,08 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad (5)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 6.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(4,85 + 55,13) = 119,96 \text{ м}^3 \quad (6)$$

Где,

$V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

$V_{внэк.}$ – внутренний объем ЭК, м³,

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

Таблица 19 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
10	Кабель	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

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 ИПТ-80Г.

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65х35.

2.4 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Таблица 20 – Выбору БУ

БУ 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	97,98	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 91,35
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	108,2	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	180 > 108,2
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	127,4	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	250/118,8 = 1,57 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

3 НИЗКОФРИКЦИОННЫЕ ЦЕНТРАТОРЫ

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день практически все легкодоступные месторождения нефти и газа в России уже разработаны. Современные реалии диктуют необходимость поиска, разработки и применения новых технологий, способствующих снижению денежных и временных издержек на всех этапах строительства скважины.

Центраторы предназначены для центрирования обсадных колонн в стволе скважины при их спуске и цементировании. Применение центраторов позволяет снизить силы трения при спуске колонны, получить равномерный зазор между обсадной трубой и стенками скважины, т.е. обеспечить равномерную толщину цементного камня вокруг спущенной колонны (избежать заколонных перетоков и коррозии труб).

Как уже стало понятно из введения речь в данной работе пойдет о центраторах, а именно об низкофрикционных центраторах.

3.1 Конструкция низкофрикционных центраторов

Конструкция центратора оптимизирована при помощи CFD и FEA анализа, результатом работы стала оптимальная геометрия позволяющая эффективно осуществлять турбулизацию тампонажного раствора, повышая качество цементирования. Центраторы не деформируются, что положительно сказывается на уровне центрирования обсадной колонны, это снижает риски возникновения заколонных перетоков.



Рисунок 8 – Низкофрикционные центраторы

Конструкция центратора позволяет инженерам — проектировщикам моделировать более протяженные горизонтальные и субгоризонтальные скважины, увеличивая интервал продуктивного горизонта, при этом снижая технологические риски на стадии проектирования и реализации проекта.

Центраторы работают в самых сложных условиях, с нестабильными породами, при высоких пространственных интенсивностях и больших углах. Использование центратора снижает риски и дает возможность успешно спускать обсадные колонны или хвостовики на проектную глубину, даже в самых сложных условиях. Центраторы зарекомендовали себя как надежное и технически продвинутое решение.

Особенности:

- Обладает высокими прочностными характеристиками
- Повышенная износостойкость используемого материала
- Низкий коэффициент трения 0.1 – 0.15
- Спиралевидные боковые лопасти
- Геометрия центратора оптимизирована с помощью CFD анализа
- Нулевой момент страгивания колонны
- Отсутствие эффекта поршневания и свабирования
- Доступен в большинстве размеров

Таблица 21 – Основные технические характеристики и требования

№ п/п	Параметры технического задания	Единица измерения	требуемое значение параметра
1.	Диаметр обсадной трубы	мм	177,8
2.	Диаметр ствола скважины	мм	220,7
3.	Наружный диаметр центратора с учетом высоты лопасти/ допуск	мм	209/ (+1)
4.	Количество лопастей	штук	4-6
5.	Профиль лопасти	–	Закруглённый
6.	Длина, не менее	мм	250
7.	Внутренний диаметр центратора / допуск	мм	181 / (+2)
8.	Наружный диаметр центратора по телу, без учета высоты лопасти / допуск	мм	191/ (+2)
9.	Угол наклона лопастей от продольной оси /допуск	градусов	25 – 30 / (± 1)
10.	Ширина лопасти	мм	20 – 25
11.	Контактная поверхность центратора	–	Гладкая
12.	Коэффициент сухого трения металл-центратор измеренный по международному стандарту API TR10TR5:2008, не более	–	0,1
13.	Сохранение показателя коэффициента трения на расстояние, не менее	–	4600
14.	Уменьшение номинального диаметра центратора при прохождении расстояния п.14х2 от первоначального состояния, не более	%	2
15.	Крепления центратора на обсадную трубу с помощью стопорных колец да/нет	–	да
16.	Способ крепления центратора и перемещение по обсадной трубе	–	Должен быть ограничен стопорными на обсадной трубе кольцами и иметь продольное перемещение 50-100 мм от торца центратора. Центратор после установки должен свободно вращаться на обсадной трубе
17.	Проведение лабораторных испытаний по международному стандарту API TR10TR:2008 да/нет	–	да
18.	Наличие торцевой защиты из металла с двух сторон да/нет	–	да
19.	Боковая нагрузка на сжатие, не менее	кН	222
20.	Осевая нагрузка на сжатие, не менее	кН	222

3.2. Стопорное кольцо для центраторов

Стопорное кольцо устанавливается на обсадную трубу спускаемой колонны в вертикальный, наклонно-направленный или горизонтальный ствол скважины и предназначено для ограничения перемещения центратора по обсадной трубе.

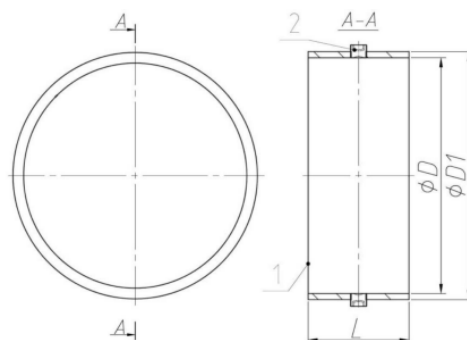


Рисунок 9 – Стопорное кольцо для центраторов

Стопорное кольцо может быть изготовлено из полосы металла с последующим формированием кольца по соответствующей технологии, либо из цельной трубы. Если стопорное кольцо изготовлено из полосы, то скрепление должно осуществляться с помощью сварки по технологии для данного типа стали. Вид проката полосы или трубы не должен влиять на технические характеристики изделия. Сварочный шов должен быть зачищен, изменения толщины относительно внутреннего и внешнего диаметра происходить не должно. В комплект кольца должны входить фиксирующие штифты. Длина штифтов подбирается таким образом, чтобы после монтажа кольца и его докрепления на обсадной трубе при спуске колонны отсутствовали выступающие части. Диаметр кольца не должен быть больше диаметра муфты обсадной трубы спускаемой колонны.

Таблица 22. Технические характеристики и требования стопорного кольца центратора

№ п/п	Параметры	Значение (текст, название, величина)
1	2	3
1.	Диаметр обсадной трубы, на которую монтируется стопорное кольцо, мм	177,8
2.	Внешний диаметр стопорного кольца, мм (не более диаметра муфты обсадной трубы)	191

Продолжение таблицы 22

1	2	3
3.	Внутренний диаметр кольца, мм	181 (+2)
№ п/п	Параметры	Значение (текст, название, величина)
4.	Ширина, мм	40-50
5.	Удерживающее усилие стопорного кольца при испытании по Международному стандарту ИСО 10427-2:2004, не менее, кН	55
6.	Количество винтов в стопорном кольце, не менее, шт.	6
7.	Наличие фаски на одном торце стопорного кольца, не менее	3мм×45°
8.	Способ крепления	кольца фиксирующими штифтами
9.	Отсутствие выступающих частей на стопорных кольцах	да
10.	Проведение выходных испытаний по Международному стандарту ИСО 10427-2:2004	да
11.	Наличие графиков испытаний и чертежа	да
12.	Протокол выходных испытаний стопорных колец по Международному стандарту ИСО 10427-2:2004	да

3.2 Область применения и преимущества

Области применения низкофрикционных центраторов широка, их можно использовать в следующих случаях:

- Использование в особо сложных условиях открытого ствола
- Горизонтальные и ERD скважины
- Спуск хвостовиков и обсадной колонны с вращением и без
- Защита оборудования спускаемого в открытый ствол
- Гравийные фильтры в открытом стволе с закачкой пропанта
- Боковые резки ствола и многоствольные скважины
- При бурении на хвостовике и обсадной колонне
- В ходе работы говорилось о положительных чертах, таких как:
- Высокий уровень центрирования ОК и хвостовиков
- Легкий и быстрый спуск колонны и оборудования
- Высокое качество цементирования
- Турбулизация тампонажного раствора
- Отсутствие окислительных процессов и каналообразования

- Нулевой момент страгивания
- Антисальниковые свойства полимера
- Отсутствие эффекта поршневания и свабирования
- Надежность конструкции и фиксации центратора

3.3 Вывод

Итак, благодаря данной работе было установлено, что центраторы позволяют добиваться высокого уровня центрирования, а так же проходить места сужения ствола скважины. Спиральные лопасти и свободная посадка на колонне между стопорными кольцами позволяют центраторам «самоориентироваться» и свободно вращаться на колонне. Свободное вращение центраторов облегчает спуск в осложненных участках скважины.

Лабораторные испытания центраторов на трибологическом стенде показали ультранизкие коэффициенты трения пары металл/полимер на уровне 0,08-0,12. Столь низкий коэффициент трения является большим преимуществом при спуске колонн и хвостовиков в длинные горизонтальные скважины. Так же центраторы хорошо зарекомендовали себя в скважинах с большим отходом от вертикали (ERD скважины).

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.

Таблица 23 – Исходные данные

Наименование скважины	–
Проектная глубина, м:	3270
Способ бурения:	–
под направление	роторный
под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик	с применением ГЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	–
направление	d 323,9 мм на глубину 60 м
кондуктор	d 244,5 мм на глубину 930 м
эксплуатационная	d 177,8 мм на глубину 2777 м
хвостовик	d 142,9 мм на глубину 3270 м
Буровая установка	БУ-3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	–
тип количество, шт.	УНБТ-950–2 штуки
производительность, л/с:	–
в интервале 0-60 м.	70
в интервале 60-930 м.	50
в интервале 930-2777 м.	35
в интервале 2777-3270	16
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм. 12 м.
Забойный двигатель (тип):	–
в интервале 60-930 м.	ДГР-240.7/8.55
в интервале 930-2777 м.	ДРУ2-172РС
в интервале 2777-3270	ДР4-95С.4/5.65
при отборе керна	PDC 142,9 (5 5/8)
Бурильные трубы: длина свечей, м.	36

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 представлены в таблице 25.

Таблица 24 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

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	60	60	0,011	620
2	60	930	870	0,083	1450
3	960	2777	1817	0,055	1500
4	2777	3270	493	0,042	1750

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [1]

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (7)$$

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

H – количество метров в интервале, м. Для направления:

$$N = 60 \cdot 0,011 = 0,66 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 26.

Таблица 25 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,01	0,66
870	0,08	72,21
1817	0,06	99,94
493	0,04	20,7
Итого		193,5

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / P, \quad (8)$$

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

Для направления:

$$n = 60 / 620 = 0,09$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 27.

Таблица 26 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
60	620	0,1
870	1450	0,6
1817	1500	1,21
493	1750	0,3
Итого на скважину		3,2

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;

– крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

– Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на до- лото.

Расчет производится по формуле 7.

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (9)$$

где $n_{сно}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м; П – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в таблице 27

Таблица 27 – расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет норма- тивного вре- мени на СПО, ч
Интер- валы бу- рения	интервалбурения, м	размердолота, мм	норма про- ходки на долото,	Номер таблицы	Номер графа	интервалбурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-60	393,7	590	11	24	0-40	0,0121	0,48
II	60-690	295,3	1670	12	32	60-100	0,0122	0,73
						100-200	0,0133	1,31
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-790	0,0158	1,58
ИТОГО								11,02
III	1800-3020	215,9	1390	12	32	800-900	0,0160	1,6
						900-1000	0,0166	1,66
							0,0177	2,6
						1000-1100	0,0188	2,62
							0,0190	2,33
						1100-1200	0,0193	2,58
							0,0199	2,45
						1200-1300	0,0210	2,57
							0,0230	2,43
						1300-1400	0,0233	2,57
0,0240	2,45							
1400-1500	0,0246	2,41						
	0,0249	2,67						
1500-1600	0,0252	2,78						
	0,0255	2,56						

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ш	1800-3020	215,9	1390	12	32	1600-1700	0,0256	2,68
							0,0258	2,57
						1700-1800	0,0260	2,45
							0,0262	2,41
						1800-1900	0,2588	2,67
							0,0265	2,78
						1900-2000	0,0270	2,56
						2000-2100	0,0275	2,68
						2100-2200	0,2698	2,41
						2200-2300	0,0230	2,57
						2300-2400	0,0233	2,43
2400-2500	0,0240	2,57						
2500-2600	0,0246	2,45						

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 составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление: $5 * 1 = 5$ мин;
- кондуктор: $25 * 1 = 25$ мин;
- эксплуатационная колонна: $69 * 1 = 69$ мин.
- Хвостовик: $68 * 1 = 68$ 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 -4 ч, кондуктора - 10 ч, эксплуатационной колонны – 22 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 8

$$L_c = L_k - L_n, \quad (10)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м. Для направления:

$$L_c = 60 - 10 = 50 \text{ м};$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м.), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}.$$

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

$$L_T = L_c - L_n. \quad (11)$$

Для направления:

$$L_T = 60 - 25 = 35 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (12)$$

где l_c – длина одной свечи, м Для направления:

$$N = 0,2 \approx 0,9 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 * 2 + 5 = 7 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 930 - 10 = 920 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 920 - 25 = 895 \text{ м};$$

$$N = 895 / 36 = 21,2 \approx 25 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 25 * 2 + 5 = 55 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2777 - 10 = 2764 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 2764 - 25 = 2739 \text{ м};$$

$$N = 2739 / 36 = 75,1 \approx 77 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 77 * 2 + 5 = 159 \text{ мин.}$$

Для хвостовика:

$$L_c = 3270 - 10 = 3260 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 3260 - 25 = 3235 \text{ м};$$

$$N = 3235 / 36 = 75,1 \approx 90 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 90 * 2 + 5 = 185 \text{ мин.}$$

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

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

$$\Sigma = 7 + 55 + 159 + 185 + 3 * (7 + 17 + 42) = 604 \text{ мин} = 89,6 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [14]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25ч.

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). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10]. 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 302,35 часов или 12,59 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$302,35 * 0,066 = 19,9 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 250,39 + 19,9 + 25 = 291,91 \text{ ч} = 12,88 \text{ суток.}$$


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 28.

Таблица 28– 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 эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 29.

 Условные обозначения к таблице 30: Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);

 Буровая бригада (бурение);

 Бригада испытания.

Таблица 29 – 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		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

4.3. Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепле-

ния скважины

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

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (13)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч; k – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \Delta t / (t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p), \quad (14)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими 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 таблицах 1 и 2.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 31.

Таблица 30 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:	2,55	2,78	0,11
направление			
кондуктор	45,64	49,74	2,07
эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18
Крепление:	3,56	3,92	0,16
направление			
кондуктор	16,0	17,44	0,73
эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	302,35	329,55	13,7

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Л.3 приложения Л.

Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (15)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч. б) рейсовая скорость V_P , м/ч

$$V_P = H/(T_M + T_{сно}), \quad (16)$$

где $T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч. в) коммерческая скорость

V_K , м/ч

$$V_K = (H * 720)/T_h, \quad (17)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч. г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/n, \quad (18)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - P_n) / H, \quad (19)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

P_n – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 31.

Таблица 31 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2740
Продолжительность бурения, сут.	11,36
Механическая скорость, м/ч	17,01
Рейсовая скорость, м/ч	12,71
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7763
Проходка на долото, м	1406
Стоимость одного метра	54638

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [4], в части II – на строительные и монтажные работы [5], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [6]

Прямые затраты (ПЗ) зависят от: Объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы.

Вычитается по формуле: $ПЗ = М + ЗПС + ЭМ$, где

- **М** - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций.
- **ЗПС** – затраты на основную заработную плату рабочих
- **ЭМ** – стоимость эксплуатации машин и механизмов

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [39].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [40].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [36].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [48].

при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;

органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;

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

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [41]:

конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;

при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;

при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Изготовление	Эксплуатация	
1	2	3	4	5
1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	–	+	+	МР 2.2.7.212906
2. Превышение уровня шума	–	+	+	ГОСТ Р ИСО 9612-2013
3. Повышенные уровни вибрации	–	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ
4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды	–	+	+	СаНиП 2.04.05-91 ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5
5.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016
6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ
8. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может пройти через	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
9.Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте	-	+	+	ПБНГП [35]

5.2.1 Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (Парабельский район, особый), в холодный

период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты - комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.212906 [30]. Нормы приведены в таблице 33 .

Таблица 33 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

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

Повышенные уровни шума. Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

Повышенные уровни вибрации. Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении бурильной колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и

виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [32]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты

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

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [33] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 34.

Таблица 34 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие:	–	Пары нефти, бензина	10
Углеводороды	100	Сероводород	3
Диоксид серы	10	Оксиды серы	10
Диоксид углерода	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [29]. СИЗ органов дыхания - респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [34].

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНПП) [35] и приведены в таблице 35.

Таблица 35 - Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный	10
Превенторная	75	Аварийное освещение для прополжения	2
Путь движения талевого	30	Аварийное освещение для эвакуации	0,5

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп. Повреждения в результате контакта с живыми организмами Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [36].

Поражение электрическим током. Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании силовых электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует

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

Проведение ремонтно-строительных работ на значительной высоте. Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНПП [35] и включают в себя:

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

Электробезопасность. Источник: провода и оборудование под напряжением. Правила электробезопасности регламентируется ПУЭ. Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех от-

дельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [14]. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ [15].

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;

применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;

применение предупреждающей сигнализации;

применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также, в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

Пожаровзрывобезопасность. Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;

слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;

контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин.

назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

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

Защита атмосферы. Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основные источники выбросов двигателя автотракторной техники и стационарных силовых установок.

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

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

Однако, уже до начала вскрытия продуктивных горизонтов скважина оборудуется специализированным противовыбросовым оборудованием, способным воспрепятствовать спонтанному фонтанированию скважины.

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

Таблица 36 – Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2019 г.		ПДВ	
	грамм/секунду	тонн/год	грамм/секунду	тонн/год
1	2	3	4	5
Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0007120	0,002062	0,0007120	0,002062
диНатрий карбонат	0,0000001	0,000008	0,0000001	0,000008
Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	5,2702947	12,748897	5,2702947	12,748897
Азот (II) оксид (Азота оксид)	4,5373702	10,971262	4,5373702	10,971262
Углерод (Сажа)	0,9741292	2,230151	0,9741292	2,230151
Сера диоксид-Ангидрид сернистый	1,8478658	4,178052	1,8478658	4,178052
Дигидросульфид (Сероводород)	0,0001901	0,000142	0,0001901	0,000142
Углерод оксид	11,3476870	25,923429	11,3476870	25,923429

Продолжение таблицы 36

1	2	3	4	5
Метан	0,6261631	0,036454	0,6261631	0,036454
Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2019 г.		ПДВ	
	г/с	т/год	г/с	т/год
Бенз/а/пирен(3, 4-Бензпирен)	0,0000191	0,000047	0,0000191	0,000047
Ацетальдегид	0,0006600	0,057410	0,0006600	0,057410
Формальдегид	0,1913742	0,522241	0,1913742	0,522241
Керосин	4,8385052	11,244201	4,8385052	11,244201
Углеводороды предельные С12-С19	0,0370761	0,026619	0,0370761	0,026619
Пыль неорганическая: 70-20% SiO ₂	0,0249122	0,054976	0,0249122	0,054976

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

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

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

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

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

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

Защита литосферы. Наибольшее воздействие на литосферу оказывается во время следующих этапов производства:

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

2. Во время ведения буровых работ возможны следующие незапланированные ситуации: непредвиденные утечки растворов, а также его необратимая фильтрация в пласты горных пород, выбросы флюидов, пожары в результате аварий, о засорение производственными отходами и мусором, утечки ГСМ в случае

поломки или не исправности автотранспорта и прочего оборудования, таяние подземных льдов, многолетнемерзлых пород

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

Таблица 37 – Предельно-допустимые концентрации химических веществ в почве согласно ГН 2.1.7.2041-06

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

Меры предотвращения загрязнения: хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов в металлических емкостях, на специально оборудованной обвалованной территории, все химические реагенты транспортируются в герметичных емкостях и специализированной техникой, все система циркуляции бурового раствора должна быть замкнута, применение безамбарного способа бурения, при ликвидации скважины установлен цементный мост не менее 50 метров

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

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

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

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

Самым вероятным и самым опасным видом ЧС при строительстве скважин является газодонефтепроявление (ГНВП).

Основные причины ГНВП:

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

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

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

Методы по предупреждению ГНВП:

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы проведены обоснования и расчеты по всем вопросам, поставленным в техническом задании, а именно:

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора эксплуатационной колонны и хвостовика. В связи с тем, что на минимальной глубине спуска кондукторы были высокие давления, было решено в конструкцию скважины включить хвостовик, чтобы избежать установки технической колонны и уменьшить стоимость проекта.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. В связи с физическими-механическими показателями пород, для бурения под направление было выбрано шарошечное долото, а для кондуктора эксплуатационной колонны и хвостовика были подобраны PDC долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следует обратить внимание, что под кондуктором был выбран полимер-глинистый раствор, который обеспечит максимальную скорость проходки в данном интервале и минимизирует возможность возникновения осложнений при бурении на данном интервале. Под эксплуатационную колонну и хвостовик был выбран биополимерный раствор, это обусловлено тем, что данный раствор минимизирует воздействие на горную породу, в том числе и на коллекторские свойства пласта, что крайне важно при дальнейшей его разработке.

Задача увеличения выноса керна решалась с использованием современных буровых головок, для отбора керна.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы эксплуатационная колонна

спроектирована двухсекционной. В силу, того что на данном интервале давления находятся в допустимой зоне и ствол вертикальный были выбраны трубы ОТТГ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементирования с двумя пробками.

Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава, так как один компонент обладает хорошей моющей способностью, а другой (обеспечивает улучшенный, смыв глинистой корки со стенок скважин. В связи с экономией места на площадке, для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется при помощи перфорации участка. Для проведения испытания скважины спроектирован и специально подобран устройство для перфорации скважин ORION 73КЛ

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-35-178x245, ОП5-280/80x35, АФ1-80/65x35

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ 3000 ЭУК-1М.

В специальной части проанализировано применение низкофрикционных центраторов при строительстве нефтяных и газовых скважин. Проанализированы их положительные и отрицательные стороны, выбраны оптимальные низкофрикционные центраторы.

В разделе «Финансовый менеджмент» составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.

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

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. – 92с.
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. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд–во Томского политехнического университета, 2019. – 75 с.
5. Жулина С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 288 с.
6. Stephen Prensky. Recent advances in LWD/MWD and formation evaluation // World Oil. – March 2006. – P. 69–75.
7. Measurement–while–drilling system // European patent no. EP 0539240B1. Publ. 06.08.1997, Bulletin 1997/32.
8. Adjacent well telemetry system and method for use of the same // European patent no. EP 0918136A1. Publ. 26.05.1999, Bulletin 1999/21.
9. J. Petrovic, V. Petrovic, M.R. White, N.P. Beaulac. System and method for downhole telemetry // US patent no. US 2012/0256759A1. Publ. 11.10.2012.
10. Acoustic telemetry system with drilling noise cancellation // European patent no. EP 1185761B1. Publ. 25.01.2006, Bulletin 2006/04.

11. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] URL:
http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
12. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ»/– М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1996. – 33с.
13. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] URL:
<http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
14. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
15. Бессон А.Л. Новый взгляд на режущие инструменты бурового долота, 2002. – 28 с.
16. Кершенбаум В.Я., Торгашов А.В. Буровой породоразрушающий инструмент, 2003. –25–38 с.
17. Мастрюков Б.С. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие – Москва: Академия, 2011. – 368 с.
18. СНиП IV–5–82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
19. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ (ред. от 01.04.2019).
20. Федеральный закон от 21 июля 1997 г., № 116–ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями и дополнениями).
21. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426–ФЗ "О специальной оценке условий труда».
22. СанПиН 2.2.4.548–96 – Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
23. ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы.
24. ГОСТ 12.0.003–2015 Опасные и вредные производственные факторы.

25. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.1.004–91 Пожарная безопасность. Общие требования.
27. ГОСТ 12.1.003–14 Шум. Общие требования безопасности.
28. ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования.
29. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
30. СНиП 23–05–95. Строительные нормы и правила. Естественное и искусственное освещение.(Утверждено постановлением Минстроя РФ от 2 августа 1995 г. №18–78 (с изменениями и дополнениями).
31. ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
32. ГОСТ 12.4.026–2015. ССБТ. Цвета сигнальные. Знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
33. ПОТ Р М–012–2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.
34. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно–эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
35. СНиП 52.13330–2011 Естественное и искусственное освещение.
36. ГОСТ 12.1.038–82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (с Изменением № 1).
37. ГОСТ Р 50462–2009 (МЭК 60446:2007) Базовые принципы и принципы безопасности для интерфейса "человек-машина", выполнение и идентификация. Идентификация проводников посредством цветов и буквенно–цифровых обозначений.
38. ГОСТ 17.2.3.02–78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями.
39. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины/ А.В. Ковалев.

– Томск: 2018. – 16 с.

40. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементирования скважин/ А.В. Ковалев. – Томск: 2017, – 13с.

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

Приложение А

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

Интервал залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
глубина		название	индекс	угол		
верх	низ			град.	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	четвертичные отложения	Q – N1	–	–	1,30
50	120	туртасская свита	P3 tr	–	–	1,20
120	180	новомихайловская свита	P3 nm	–	–	1,20
180	270	атлымская свита	P3 at	–	–	1,20
270	450	тавдинская свита	P3-2 tv	–	–	1,20
450	670	люлинворская свита	P2 ll	–	–	1,20
670	810	талицкая свита	P1 tl	–	–	1,20
810	875	ганькинская свита	P1-K2 gn	–	30	1,20
875	1060	березовская свита	K2 br	–	30	1,10
1060	1097	кузнецовская свита	K2 kz	–	30	1,10
1097	1380	уватская свита (кровля - отражающий горизонт Г)	K2 uv	–	30	1,10
1380	1670	ханты-мансийская свита	K2-1 hm	–	30	1,10
1670	1970	викуловская свита (кровля - отражающий горизонт М')	K1 vk	1	00	1,10
1970	2020	кошайская свита	K1 csh	1	00	1,10
2020	2777	фроловская свита АС1-9 (кровля - отражающий горизонт М)	K1 fr	1	00	1,10
2777	2800	баженовская свита Ю0 (кровля - отражающий горизонт Б)	K1-J3 bg	1	00	1,10
2800	2820	абалакская свита Ю1	J3-2 ab	1	30	1,10
2820	3140	тюменская свита Ю2-9	J2 tm	1	30	1,05
3140	3210	горелая свита Ю10	J2-J1 gr	1	30	1,05
3210	3220	кора выветривания + палеозой (кровля - отражающий горизонт А)	К.В.-Pz	1	30	1,05

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q – N1	0	50	Пески, супеси, суглинки, алевриты и глины
P3 _{tr}	50	120	Алевролиты глинистые, алевриты, с подчиненными прослоями диатомитов, глины алевритовые, подчиненные прослойки песков

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
P3 _{nm}	120	180	Глины алевритистые, коричневато-серые, алевриты, пески мелкозернистые
P3 _{at}	180	270	Пески кварцево-полевошпатовые, кварцевые, с прослоями глин, алевритов.
P3-2 _{tv}	270	450	Глины зеленые и зеленовато-серые, листоватистые, алевритистые с пропластками алевритов и линзочками бурых углей. Единичные фораминиферы и радиолярии. Комплекс спор и пыльцы
P2 _{ll}	450	670	Глины алевритистые, морские, диатомовые, опоковидные. Охарактеризована комплексами диатомовых водорослей. Диатомиты светло-серые, белые, легкие. Фораминиферы, комплексы радиолярий, комплекс спор и пыльцы. Глины опоковидные и опоки с прослойками глауконитовых песчаников.
P1 _{tl}	670	810	Глины темно-серые, бурые, алевритовые, с прослоями тонкозернистых песчаников и алевролитов. Фораминиферы, остатки моллюсков, радиолярии, диатомовые водоросли, силикофлагеллаты. Глины темно-серые, алевритистые, местами опоковидные.
P1-K2 _{gn}	810	875	Глины зеленовато-серые, известковистые, местами листоватые, с включениями пирита, иногда глауконита.
K2 _{br}	875	1060	Глины серые, зеленовато-серые, темно-серые, слабоалевритистые, с редкими прослоями опоковидных глин и опок, с конкрециями пирита. Комплексы фораминифер и радиолярий. Фауна, споро-пыльцевые комплексы
K2 _{kz}	1060	1097	Глины серые, зеленовато-серые, участками глауконитовые. Встречаются остатки водорослей, раковин-двустворок и чешуи рыб.
K2 _{uv}	1097	1380	Алевриты серые и светло-серые, с прослоями глин, песков, песчаников и известняков. Обугленные и ожелезненные растительные остатки, углистый детрит, янтарь. Редкие фораминиферы.
K2-1 _{hm}	1380	1670	Глины серые и темно-серые, с прослоями алевритов и алевролитов, с намывами растительного детрита и чешуек слюды на поверхностях наслоения, остатки раковин-двустворок и редкие прослои известняков.
K1 _{vk}	1670	1970	Песчаники и алевролиты слабосцементированные, с прослоями алевритовых глин. Много углистого детрита. Пески и песчаники серые и светло-серые, алевриты и алевролиты, с прослоями и многочисленными гнездами
			темно-серых глин. Много обугленного растительного детрита на поверхностях наслоения. Изредка прослои известняков и известковых мергелей.

Окончание таблицы А.2

1	2	3	4
Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
K1 _{csH}	1970	2020	Глины серые, темно-серые, с прослоями светло-серых алевритов и глинистых известняков. Характерен растительный детрит.
K1 _{fr}	2020	2777	Ритмичное чередование песчано-алевритовых пластов с пачками глин уплотненных, темно-серых, алевритовых. Встречаются прослой глинистых известняков. На поверхностях наслоения много обугленного растительного детрита. Глины темно-серые, реже серые, тонкоотмученные, с прослоями алевритов и мелкозернистых песчаников.
K1-J3 _{bg}	2777	2800	Аргиллиты плитчатые, прослоями битуминозные, со стяжениями пирита и отпечатками морской фауны.
J3-2 _{ab}	2800	2820	Аргиллиты с включениями пирита, глауконита
J2 _{tm}	2820	3140	Грубое и более тонкое переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов, с некоторым преобладанием последних. Редкие прослой углей.
J2-J1 _{gr}	3140	3210	Битуминозные аргиллиты темно-серые до черных, с остатками углистого детрита. Песчаники, гравелиты, конгломераты серые, светло-серые, буровато-серые, с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов.
K.V.-Pz	3210	3220	Аргиллиты темно-серые со сферолитами сидерита. Песчано-гравийные породы. Породы коры выветривания. Известняки, доломиты, углистые и кремнистые сланцы, мергели.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, Д	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя)
	от (верх)	до (низ)										
Q – N1	0	50	Пески	1900	35	0,6	7	1-2	–	1,1 – 4,5	I – II	М
			Суглинки	2000	10	–	60	–				
P3 _{tr} – P1 _{tl}	50	810	Песчаники	1900	35	0,5	10	2	–	1,1 – 4,5	II	М, МС
			Алевриты	2000	25	0,05	30	2,2				
			Глины	2200	10	0,001	90	2,2				
P1-K2 _{gn} – K2 _{uv}	810	1380	Глины	2200	15-25	0,005	90	2	–	1,1 – 6	II – IV	МС
			Алевриты	2100	20-35	0,05	20	3				
			Песчаники	2300	8	До 1,0	7	2				
K2-1 _{hm} – K1-J3 _{bg}	1380	2777	Глины	2100	До 18	0,01	25	3	–	1,1 – 4,5	II – IV	МС
			Алевриты	2400	До 25	до 1	10	2				
			Песчаники	2300	20	0,5	5	2				
K1-J3 _{bg}	2777	2800	Аргиллиты	2600	2	непрониц.	95	До 5	–	1,1 – 4,5	III	С
J3-2 _{ab}	2800	2820	Аргиллиты	2600	2,5	До 1	97	5	–	1,1 – 4,5	III	С
J2 _{tm}	2820	3140	Глины	2600	–	непрониц.	100	7	–	1,1 – 4,5	IV-VIII	С
			Алевриты	2200	15	0,05	20	3				
			Песчаники	2200	До 15	До 1	10	4				
J2-J1 _{gr}	3140	3210	Аргиллиты	2600	–	непрониц.	100	4	–	1,1 – 4,5	VI – VIII	С
			Песчаники	2300	До 13	До 1	10	4				

Таблица А.4 – Осложнения при бурении

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения
от (верх)	до (низ)	
0	30	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости.
30	880	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости. Водопроявления. Возможны посадки и заклинки кондуктора, сальникообразования.
880	2750	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, сужение ствола скважины и сальникообразования. Нефтепроявления ($K_a = 1,00-1,02$).
2750	3220	Газонефтепроявления ($K_a = 1,25-1,30$). Разжижение раствора. Поглощения бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (Pz).

Приложение Б
Проектирование КНБК

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–60 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0–60 м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез (6х9мм)	0,40	393,7	-	3-152	Ниппель	0,163
2	Переводник М152хМ152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	1,593
					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	1,593
					3-152	Муфта	
8	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
7	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	1,350
					3-133	Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8
9	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
10	ВБТ 140	10	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–930 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под кондуктор (60–930 м)							
1	295,3 (11 5/8) FD419SM Волгабурмаш	0,441	295,3	-	3-152	Ниппель	0,082
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	-	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	КЛС 295,3 СТ	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					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	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
9	УБТ- 178х90 Д	58,1	178	90	3-147	Ниппель	8,424
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0.35	225	100	3-147	Ниппель	0.011
					3-133	Муфта	
11	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	26,962
					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 (930–2777 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под эксплуатационную колонну (930–2777)							
1	РДС БИТ ВТ 613 УМ	0,4	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	

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8
5	УБТ 178х90 Д	24,9	178	90	3-147	Ниппель	3,160
					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	58,1	178	90	3-147	Ниппель	8,424
					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	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	83,900
					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 108	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под хвостовик (2777 - 3270 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под хвостовик (2777–3270)							
1	PDC 142,9 (5 5/8)	0,4	142,9	-	3-88	Ниппель	0,0135
2	ДР4-95С.4/5.65	7,39	106	-	3-88	Ниппель	0,26
						Муфта	
3	Переводник М88хН120	0,3	120	66	3-120	Ниппель	0,015
					3-88	Муфта	
4	УБТС2 -120	60	120	65	3-120	Ниппель	3,9
					3-120	Муфта	
5	Переводник М120хН102	0,35	120	65	3-120	Ниппель	0,02
					3-102	Муфта	
6	Калибратор К 142,9 С	0,35	142,9	40	3-102	Ниппель	0,012
					3-102	Муфта	
7	Переводник М102хН120	0,40	120	70	3-102	Ниппель	0,02
					3-120	Муфта	
8	УБТС2-120	60	120	65	3-120	Ниппель	3,9
					3-120	Муфта	
9	Переводник М89хН120	0,3	120	66	3-120	Ниппель	0,015
					3-89	Муфта	
10	Ясс гидравлический ЯГБ-172-2ВДА	3,305	108	50	3-89	Ниппель	0,16
					3-89	Муфта	

Окончание таблицы Б.4

1	2	3	4	5	6	7	8
11	ПН-89х9,35 Е	До устья	89	67	3-89	Ниппель	66,536
					3-89	Муфта	
12	Переводник М102хН89	0,40	120	80	3-89	Ниппель	0,012
					3-102	Муфта	
13	КШЗ-102х35	0,36	120	50	3-102	Ниппель	0,024
					3-102	Муфта	
14	Переводник М140хН102	0,4	140	90	3-102	Ниппель	0,035
					3-140	Муфта	
15	ВБТ 108	14	-	71	3-140	Ниппель	0,84
					3-140	Муфта	

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (3175–3245 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Отбор керна (3175–3245 м)							
1	БИТ 142,9/80 В 613.02	0,3	142,9	80	3-110	Муфта	0,02
2	Керноотборный снаряд 142,9/80	30	142,9	80	3-110	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М102хН120	0,3	120	80	3-161	Ниппель	0,02
					3-147	Муфта	
4	УБТС2-120	42	120	65	3-147	Ниппель	2,73

Продолжение таблицы Б.5

1	2	3	3	4	5	6	7
–	–	–	–	–	3-147	Муфта	
5	Переводник М140хН102	0,35	120	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
6	ПК-127х9,19 Е	До устья	89	67	3-89	Ниппель	100,144
					3-89	Муфта	
7	Переводник М102хН89	0,40	120	60	3-89	Ниппель	0,012
					3-102	Муфта	
12	КШЗ-102х35	0,36	120	50	3-102	Ниппель	0,024
					3-102	Муфта	
13	Переводник М140хН102	0,4	140	90	3-102	Ниппель	0,035
					3-140	Муфта	
14	ВБТ 108	14	–	71	3-140	Ниппель	0,84
					3-140	Муфта	

Приложение В

Потребное количество бурового раствора

Таблица В.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3270 м

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	60	60	393,7	–	1,25	9,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						6,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						10,1
Объем раствора к приготовлению:						62,3
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
60	930	870	295,3	306,9	1,19	76,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						18,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						51,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,6
Объем раствора в конце бурения интервала						80
Общая потребность бурового раствора на интервале:						194,5
Объем раствора к приготовлению:						114,5
Эксп. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
930	2777	700	215,9	228,7	1,1	121,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						77,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						9,2
Объем раствора в конце бурения интервала						148,5
Общая потребность бурового раствора на интервале:						342,5
Объем раствора к приготовлению:						194
Хвостовик интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
2777	3270	493	142,9	157,8	1,05	77,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,7
Расчетные потери бурового раствора при очистке						31,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						7,5
Объем раствора в конце бурения интервала						115,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						200,3
Объем раствора к приготовлению:						85,1

Приложение Г

Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

Таблица Г.1 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	62546
Разработка трубопроводов линий передач и др.	232
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1145
Итого по главе 1:	64569
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, мон-тажи демонтажбурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	159657
Разборка и демонтаж	1546
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	116976
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	14896
Итого по главе 4:	14896
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	19865
Итого по главе 5:	19865
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9745
Эксплуатация котельной	3215
Итого по главе 6:	13569
Итого по главам 1-6:	423698
Глава 7	
Накладные расходы	

Продолжение таблицы Г.1

1	2
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	72569
1	2
Итого по главе 7:	72569
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	42569
Итого по главе 8:	42569
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	24080 15186
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8) Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9445 256 123 4746
Топографо-геодезические работы Скважины на воду	
Итого по главе 9:	54589
Итого по главам 1-9:	612596
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы Проектные работы	790 3830
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	612245
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	125020540
НДС 18%	22503697
ВСЕГО с учетом НДС	15693185

Таблица Г.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная		Хвостовик	
		Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Затраты зависящие от времени											
Оплата труда буровой бригады при безметражных ра-	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Оплата труда буровой бри-	138,19	-	-	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53	7,01	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. буре-	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54	7,01	130,54
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бу-	27,67	–	–	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52	7,01	181,52
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное	7,54	–	–	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46	7,01	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков,	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76	7,01	1658,76
Износ бурового инструмента	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03	7,01	187,03
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном	6,95	–	–	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59	7,01	45,59

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
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	7,01	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	7,01	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	7,01	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	–	–	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32	7,01	152,32
Плата за подключенную мощность,	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12	7,01	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	7,01	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	–	–	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38	7,01	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52	7,01	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	7,01	658,62

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	–	–	–	–	–	–	–	–
Амортизация вагон-домиков 7	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54	7,01	–
Содержание станции геолого-технолого-гического контроля, сут	14,92	–	–	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88	7,01	–
Порошок бентонитовый марки А,	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	7,01	–
NaCl, т	215,6	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сода кальцинированная марки А,	18,33	–	–	0,085	1,56	0,06	1,0998	–	–	–	–
НТФ, т	916	–	–	–	–	–	–	0,42	384,72	7,01	–
Ингибитор, т	328	–	–	–	–	–	–	0,63	206,64	7,01	–
Транспортировка материалов и запча-стей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444	1,5	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	–	–	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359	1,07	24,359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	–	–	6,39	175,33	63,3	1738,2	–	–	–	–
Транспортировка ГСМ на 300 км,	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	–	–	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки	–	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.2

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.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная		Хвостовик	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	–	–
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затрат зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,11	0,73	100,88	1,47	203,14	1,80	225,74
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	1,80	32,65
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,43	0,73	20,20	1,47	40,67	1,80	42,89
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,21	0,73	5,50	1,47	11,08	1,80	56,78
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение),	252,86	0,16	40,46	0,73	184,59	1,47	371,70	1,80	375,89

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91	1,80	42,78
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22	1,80	11,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении сква-	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99	1,80	1956,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении сква-	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96	1,80	2015,96
Материалы и запасные части в экс-	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52	1,80	625,52
плуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут									
Плата за подключенную мощ-	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17	1,80	215,18
ность,сут									
Плата за эл/энергию при 2-х ставоч-	100,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23	1,80	169,43
ном тарифе, сут									
Автомобильный спец транспорт до	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59	1,80	158,78
400 км, сут									
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05	1,80	29,85
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	24,76	1,47	49,86	1,80	56,78
Транспортировка оборудования	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93		11,8
устья скважины до 400 км, т									
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	-	-	1	46,7
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.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Продавочная пробка ПРП-Ц-	59,15	–	–	1	59,15	-	-		
Продавочная пробка ПРП-Ц-	30,12	–	–	-	-	1	30,12		12,52
Головка цементирующая ГЦУ-	3320	–	–	1	3320	-	-	1	
Головка цементирующая ГЦУ-	2880	–	–	-	-	1	2880	–	2577
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки	–	746,52		7203,26		10706,74		–	–
Затраты зависящие от объема работ									
Обсадные трубы 323,9x9,5, м	37,21	50	1860,5	–	–	–	–	–	–
Обсадные трубы 244,5x8,9 м	28,53	–	–	800	22824	–	–	–	–
Обсадные трубы 168,3x8 м	25,41	–	–	–	–	80	2032,8	97	2487,9
Обсадные трубы 168,3x8,0 м	23,67	–	–	–	–	10	236,7	17	254,78
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	5,7	132,96
Портландцемент тампонажный рас-твор ПЦТ-II-150, т	32	–	–	–	–	50	1600	55	1800
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066	0,193	15,98
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	5	745,78
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех,	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18	2	175,18

Окончание таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	–	–	–	–	1	80,6	1	81,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4	15	490,78
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2	5	152,71
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	–	–	-	-	1	40,8	1	42,7
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	–	–	16	247,84	24	371,76	26	385,96
Транспортировка обсадных	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984	77,8	1378,89
Транспортировка обсадных труб за-паса , т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	2573,2		25538		55704,92			60789,89	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	3337,72		32741,26		66411,66			69789,87	
Всего по сметному расчету, руб	120589,369								

Приложение Д

Геолого-технический наряд

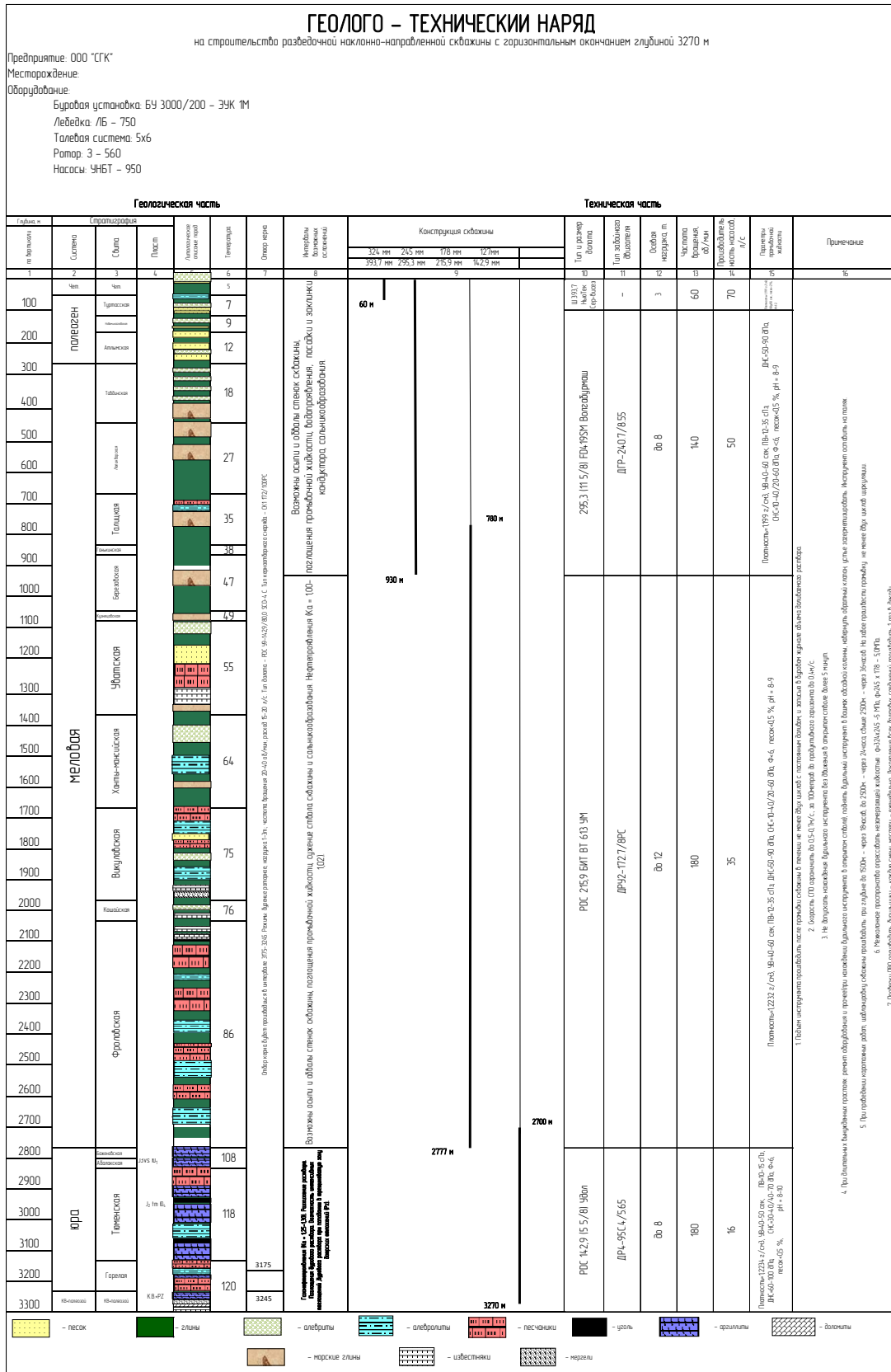


Рисунок 10 – геолого-технический наряд