

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

Инженерная школа природных ресурсов(ИШПР)
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
 Бурение нефтяных и газовых скважин
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3270м на нефтяном месторождении (Тюменская область)»

УДК 622.143:622:243.22:622.323(24:181m3270)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Ламеко Владислав Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент (ИШПР)	Мних Николай Михайлович	К.ф.-м.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
с.п. ООД ШПИП	Гуляев Милий Всеволодович.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент (ИШПР)	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-м.н		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
Универсальные компетенции университета	
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен использовать базовые знания естественнонаучных дисциплин в профессиональной деятельности, применять методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования
ОПК(У)-2	Способен осуществлять поиск, хранение, обработку и анализ информации из различных источников и баз данных, предоставлять ее в требуемом формате с использованием информационных, компьютерных и сетевых технологий
ОПК(У)-3	Способен использовать в профессиональной деятельности современные информационные системы, анализировать возникающие при этом опасности и угрозы, соблюдать основные требования информационной безопасности, в том числе защиты государственной тайны
Общепрофессиональные компетенции университета	
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способностью использовать научно-техническую информацию, отечественный и зарубежный опыт по тематике исследования, современные компьютерные технологии и информационные ресурсы в своей предметной области
ПК(У)-2	Способностью проводить математическое моделирование процессов и объектов атомной отрасли с использованием стандартных методов и компьютерных кодов для проектирования и анализа
ПК(У)-3	Готовностью к проведению физических экспериментов по заданной

	методике, составлению описания проводимых исследований и анализу полученных экспериментальных данных
ПК(У)-4	Способностью использовать технические средства для измерения основных параметров объектов исследования
ПК(У)-5	Готовностью к составлению отчета по выполненному заданию, к участию во внедрении результатов исследований и разработок
ПК(У)-6	Способностью использовать информационные технологии при разработке новых установок, материалов и приборов, к сбору и анализу исходных данных для проектирования объектов атомной отрасли
ПК(У)-7	Способностью к расчету и проектированию деталей и узлов приборов и установок в соответствии с техническим заданием
ПК(У)-8	Готовностью к разработке проектной и рабочей технической документации, оформлению законченных проектно-конструкторских работ
ПК(У)-9	Способностью к контролю соответствия разрабатываемых проектов и технической документации стандартам, техническим условиям, требованиям безопасности и другим нормативным документам
ПК(У)-10	Готовностью к проведению предварительного технико-экономического обоснования проектных решений при разработке установок и приборов
ПК(У)-11	Способностью к контролю за соблюдением технологической дисциплины и обслуживанию технологического оборудования
ПК(У)-12	Готовностью к эксплуатации современного физического оборудования, приборов и технологий
ПК(У)-13	Способностью к оценке ядерной и радиационной безопасности, к оценке воздействия на окружающую среду, к контролю за соблюдением экологической безопасности, техники безопасности, норм и правил производственной санитарии, пожарной, радиационной и ядерной безопасности, норм охраны труда
ПК(У)-14	Готовностью разрабатывать способы применения ядерно-энергетических, плазменных, лазерных, сверхвысокочастотных и мощных импульсных установок, электронных, нейтронных и протонных пучков, методов экспериментальной физики в решении технических, технологических и медицинских проблем
ПК(У)-15	Способностью к составлению технической документации (графиков работ, инструкций, планов, смет, заявок на материалы, оборудование), а также установленной отчетности по утвержденным формам

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

Инженерная школа природных ресурсов(ИШПР)
Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
Бурение нефтяных и газовых скважин
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Ламеко Владислав Сергеевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3270м на нефтяном месторождении (Тюменская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 40-10/с от 09.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении.
---------------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); Выбор буровой установки.
---	--

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)

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

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1.Общая и геологическая часть
2.Горно-геологические условия бурения скважины
3.Технологическая часть
4.Систематизация направлений решения проблемы выноса шлама в ННС
5.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
6.Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
---	------------

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Ламеко Владислав Сергеевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов(ИШПР)

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация

Бурение нефтяных и газовых скважин

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2022 /2023 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2023	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
03.04.2023	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2023	3. Специальный вопрос	15
12.05.2023	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2023	5. Социальная ответственность	15
29.05.2023	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 122 страницы, приложений 6, рисунков 11, таблиц 39 литературных источника 41 и 5 приложений.

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 3270м на месторождении Тюменской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
5. 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.

Сокращения, обозначения

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЗП – призабойная зона пласта;

КНБК– компоновка низа бурильной колонны;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый 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

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	11
1 Общая и геологическая часть	12
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района бурения ...	12
Электроснабжение	12
1.2 Горно-геологические условия бурения скважины	14
1.2.1 Геологическая характеристика разреза скважины	14
1.2.3 Зоны возможных осложнений	17
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	18
2.1 Обоснование конструкции скважины.....	18
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	19
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	20
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	21
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	22
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	24
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	25
2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора	26
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	29
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок буровой колонны	30
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	35
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	38
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	38
2.3.2 Конструирование обсадной колонны по длине	42
2.3.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	43
2.3.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	44
2.3.6 Выбор буровой установки.....	48
3. Специальный вопрос на тему:	49
Систематизация направлений решения проблемы выноса шлама в ННС.....	49
3.1. Причины скопления шлама на стенках скважины	50
3.2 Технологические подходы в сфере улучшения очистки затрубного пространства от шлама.....	53
3.3. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	58
3.4. Выводы к разделу специальный вопрос	59
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	61
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	61
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	68
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли	69
Вывод	72
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	82

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	82
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	82
5.2 Производственная безопасность	83
5.2.1 Анализ возможных вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	95
Список использованных источников.....	97
Приложение А.....	101
Приложение Б.....	107
Приложение В	112
Приложение Г.....	113
Приложение Д.....	121
Приложение Е	122

ВВЕДЕНИЕ

В данное время Россия занимает одно из лидирующих мест в добыче мировых запасов нефти и газа. Важную 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 и затраты.

Тенденции развития технологии в последнее время направлены на минимизацию вредного воздействия на продуктивный пласт во время бурения, бурения с отбором изолированного керна, качественное крепление и цементирование, использование новых технологий для идеализации профиля ствола скважин, уменьшение вредного воздействия на окружающую среду во время бурения. В данной работе проводится: выбор буровой установки, выбор режимов бурения, бурового раствора, отбор качественного керна.

Большое значение имеет подбор бурового раствора для предотвращения осыпей и обвалов. Правильная рецептура и соблюдение технических параметров, поможет избежать поглощения и газонефтеводопроявления.

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

Из этого следует актуальность задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 Общая и геологическая часть

1.1.Краткая географо-экономическая характеристика района бурения

В таблице 1 представлена географо-экономическая характеристика района бурения

Таблица 1 - Географическая характеристика района бурения

Наименование данных	Характеристика
Площадь (месторождение)	Малобалыкское
Административное положение: Республика Округ Область (край) Район Год ввода площади в эксплуатацию	Россия Ханты-Мансийский автономный округ - Югра Тюменская Нефтеюганский 1984
Температура воздуха, градус: среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	- 2 + 30 - 50
Продолжительность отопительного периода, сутки	257
Максимальная глубина промерзания грунта, м	2,4
Преобладающее направление ветров	Зимой ЮЗ-З, летом С-СВ
Наибольшая скорость ветра, м/с	22
Многолетнемерзлые породы, м	Отсутствуют
Водоснабжение	Для технических нужд- скважина для временного технического водоснабжения, для бытовых нужд- привозная (бойлера)
Электроснабжение	Дизель - электростанция
Карьерные материалы	Карьер, штабель, гидронамыв
Связь	Спутниковая связь, радиосвязь
Подъездные пути	Лежневой настил из леса круглого, насыпной грунт-временная дорога к площадке скважины.

1.2 Горно-геологические условия бурения скважины

1.2.1 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, горного давлений и 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.

1.2.2 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
ЮС 10	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	3200	поровый	1007	до 200	Хлоридно-кальциевый	9,7-12,3	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				Температур ав конце ин- тервала, °C
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

1.2.3 Зоны возможных осложнений

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

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины - это совокупность информации о количестве и диаметре обсадных колонн, диаметрах буровых долот и интервалах цементирования по интервалам бурения.

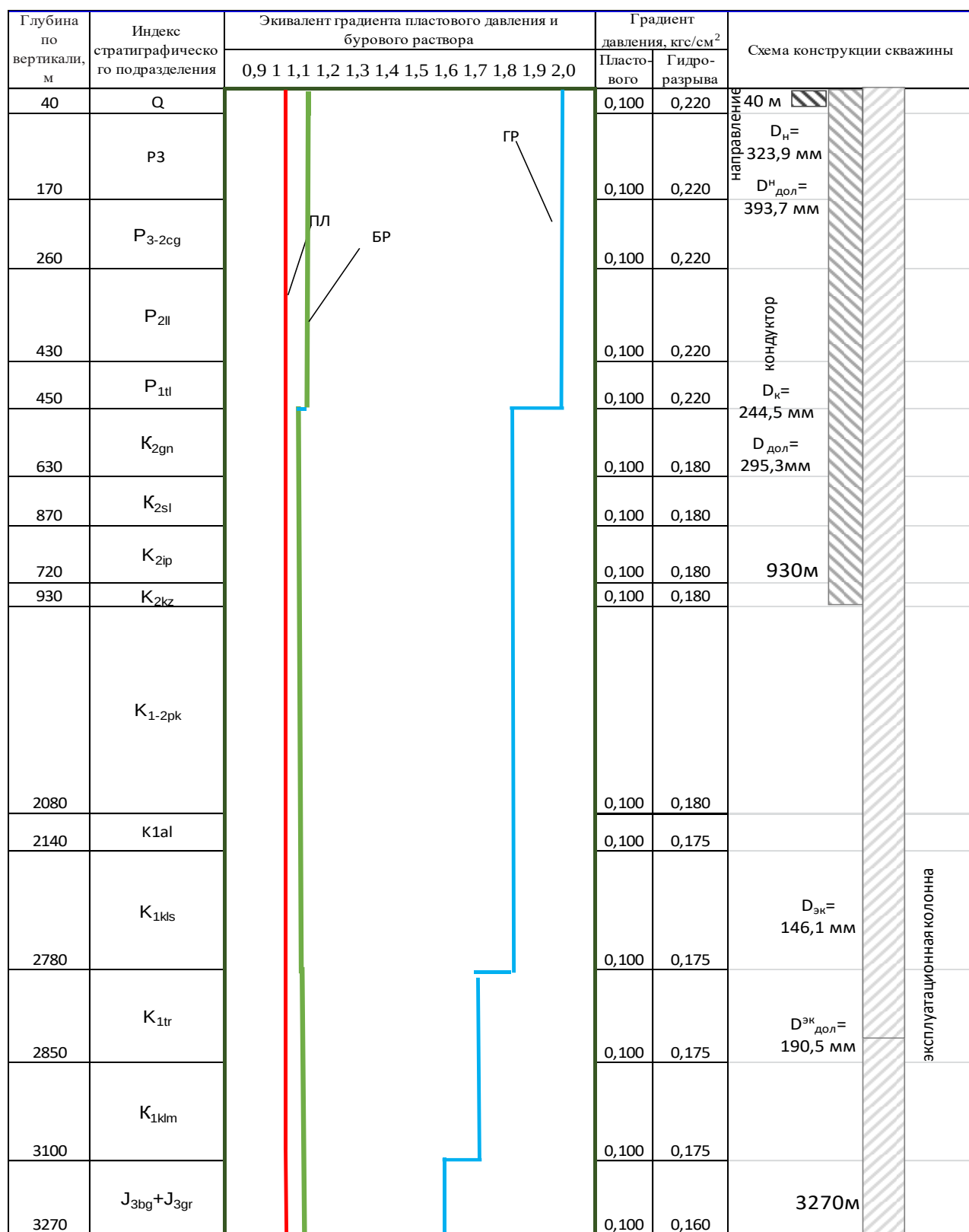
При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

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

Рисунок 1 – График совмещенных давлений



2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 30 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 40 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 3270 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 эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака предыдущей колонны на 150 м и спускается на глубину 3270 м.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

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	40	роторный
40	930	Винтовой забойный двигатель (ВЗД)
930	3270	Винтовой забойный двигатель (ВЗД)
3200	3240	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		0–40	40–930	930-3270	3200-3240
Шифр долота		БИТ 393,7 ВТ 419 TCP	БИТ 295,3 ВТ 616 ТСВ. 471-11	БИТ 190,5 ВТ 513 УСВ.332-11	БИТ 190,5/100 ВТ 913 УВ.332
Тип долота		PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5	190,2
Тип горных пород		М	МС	МС+С	МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 152	3 117	3-117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	4 1/2
Длина, м		0,49	0,52	0,45	0,3
Масса, кг		155	100	45	25
G, тс	Рекомендуемая	5–12	5–18	5-18	3-6
	Максимальная	12	18	18	6
n, об/мин	Рекомендуемая	120	120	120	60-120
	Максимальная	300	300	280	120

где G – осевая нагрузка на долото, тс.

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

Для бурения скважины выбираем долота PDC, которые обеспечат максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долот PDC идеально подходит под данные горные породы.

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	0-40	40-930	930-3270
Исходные данные			
D_d , см	39,37	29,53	22,07
$G_{пред}$, Т	12	18	18
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, Т	9,6	14,4	14,4
$G_{проект}$, Т	3	6	10

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		0-40	40-930	930-3270
Исходные данные				
$V_{л}$, м/с		1	2	1,5
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		49	129	150
$n_{стат}$, об/мин		40-60	100-180	140-200
$n_{проект}$, об/мин		40	140	180

где $V_{л}$ – 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 разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-40 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора, 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	0-40	40-930	930-3270
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,1905
K	0,65	0,6	0,55
K_k	1,2	1,1	1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,14	0,135
V_m , м/ч	40	35	25
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0191	0,009	0,0111
n	6	15	8
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,19	1,18	1,1
ρ_n , г/см ³	2,1	2,2	2,6
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	41	16
Q_2 , л/с	78	42	17
Q_3 , л/с	55	28	16
Q_4 , л/с	67	79	52
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	55-79	28-79	15-52
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q_{проект}$, л/с	70	64	32

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;

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

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

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

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

S_{max} – 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
Интервал, м	0-40	40-930	930-3270
исходные данные			
Дд	мм	0,3937	0,2953
			0,1905
1	2	3	4
Гос, кН	17 5	120	104
Q, Н*м/кН	1,5	1,5	1,5
результаты проектирования			
Дзд, мм	—	262,48	191,37
1	2	3	4
Мр, Н*м	—	2635	2249
1	2	3	4
Мо, Н*м	—	147,65	107,65
Муд, Н*м/кН	—	36,93	27,33

Для интервала бурения 40–930 метров интервал бурения под кондуктор)выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 с регулируемым углом перекося, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей.

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240РС	40-930	240	9,137	2466	30-75	40-160	16,9	70-282
Д1-172РС	930-3270	172	8,7	1109	19-45	85-200	12,2	70-218

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 трубы, 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.

Направление, интервал 0-40 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,17 \cdot 0,4 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 40} = 1180 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Кондуктор, интервал 40-930 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,16 \cdot 9,3 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 930} = 1180 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Эксплуатационная колонна, интервал 930-3270 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,07 \cdot 32,7 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3270} = 11209 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]$$

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 0-40 м представлены в таблице 11.

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

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Название материала
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1	Каустическая сода
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	70	Глина ПБМБ
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1	Кальцинированная сода
Утяжелитель	Регулирование плотности	169,4	Барит
Технологические свойства бентонитового раствора			
Регламентируемые свойства		Значение	
Плотность, г/см ³		1,18	
Условная вязкость, с		50-80 и выше	
Водоотдача, см ³ /30 мин		< 12	
Содержание песка, %		< 2	

Таблица 12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 40-930 м 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
Технологические свойства полимер-глинистого раствора				
Регламентируемые свойства		Значение		
Плотность, г/см ³		1,18 (кондуктор)		
Условная вязкость, с		40-60		
Пластическая вязкость, сПз		12-35		
ДНС, дПа		18-22		

СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,25

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 730-3270 м представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-ингибированного раствора

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов	
			Эксплуатационная колонна	
		килограмм	килограмм	упако- вок
Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого рН 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 де-струкции	25	216	9
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	25	234	10

Продолжение таблицы 13 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-ингибированного раствора

Технологические свойства ингибирующего раствора	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,12±0,03 (экл. колонна),
Условная вязкость, с	45-60
Пластическая вязкость, сПз	13-24
ДНС, фн/100фт ²	≥16
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
рН	7-9
Содержание песка, %	< 0,5

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин.

Таблица 14 – 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 см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	40	БУРЕНИЕ	0,52	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	13	87,6	373,5
Под кондуктор									
40	930	БУРЕНИЕ	0,97	0,089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	7		
						7	8	77,7	257,3
						5	9		
Под эксплуатационную колонну									
930	3270	БУРЕНИЕ	2,05	0,114	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	8	63,8	87,3
Отбор керна									
3200	3240	Отбор керна	1,2	0.069	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	10	28,4	10,5
						4	11		

Таблица 15 – 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	до (низ)										
0	40	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	95	170	137	1	63	34,89	69
40	930	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	95	160	148	1	63	30,53	61
930	3270	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	95	130	237	1	63	16,23	32,46
3200	3240	Отбор керна	УНБ-600	1	95	130	225	1	65	19,7	19,7

Таблица 16 – 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	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	40	БУРЕНИЕ	70,6	53,5	0	7	0,1	10
40	930	БУРЕНИЕ	147,4	42,1	24,4	63,9	7	10
930	3270	БУРЕНИЕ	197,7	26,9	45,4	69,7	45,7	10
3200	3240	Отбор керна	71,1	5,3	0	25,3	36,1	4,4

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 17 – 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
3200-3240	СК 172/100-01	3-6	40-60	18-20

Геолого-технический наряд представлен в приложении Д.

КНБК для отбора керна (3200–3240 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:

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 случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

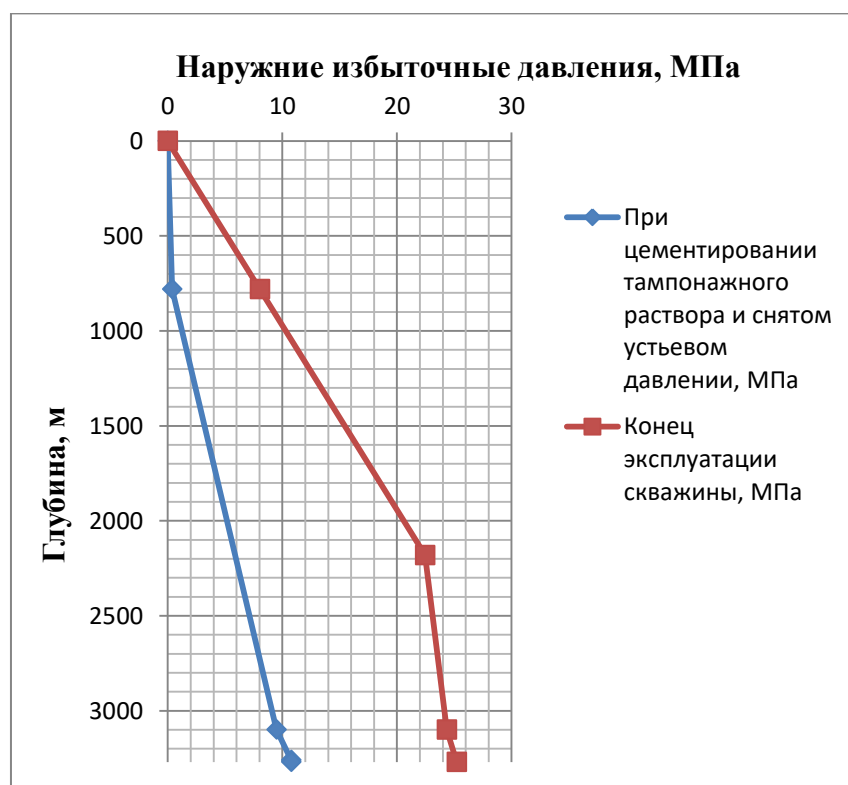


Рисунок 2 - Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

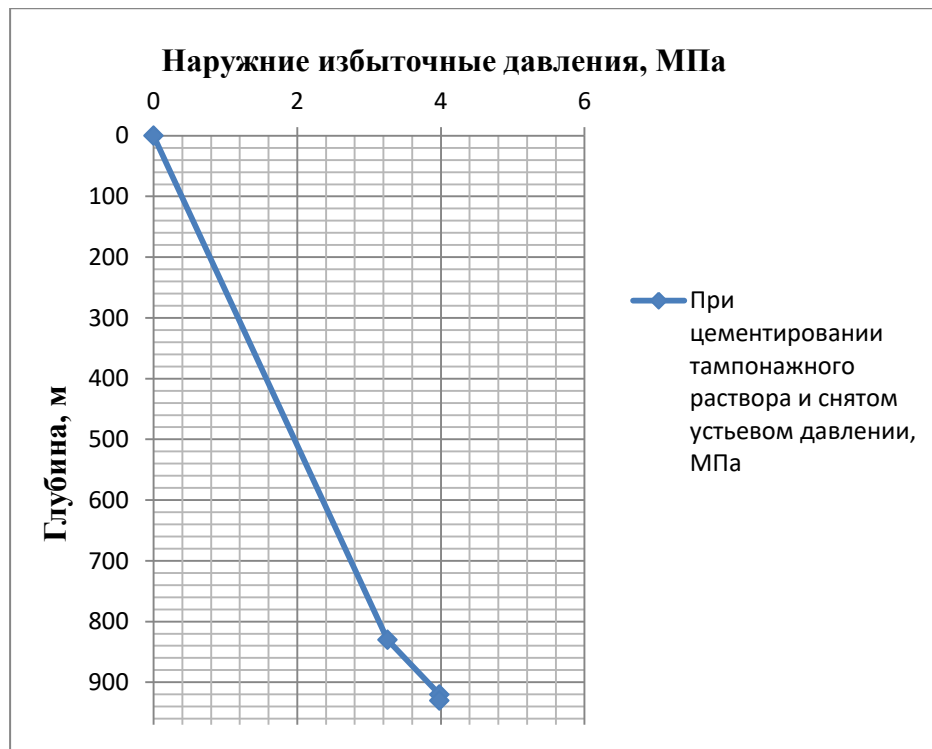


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

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

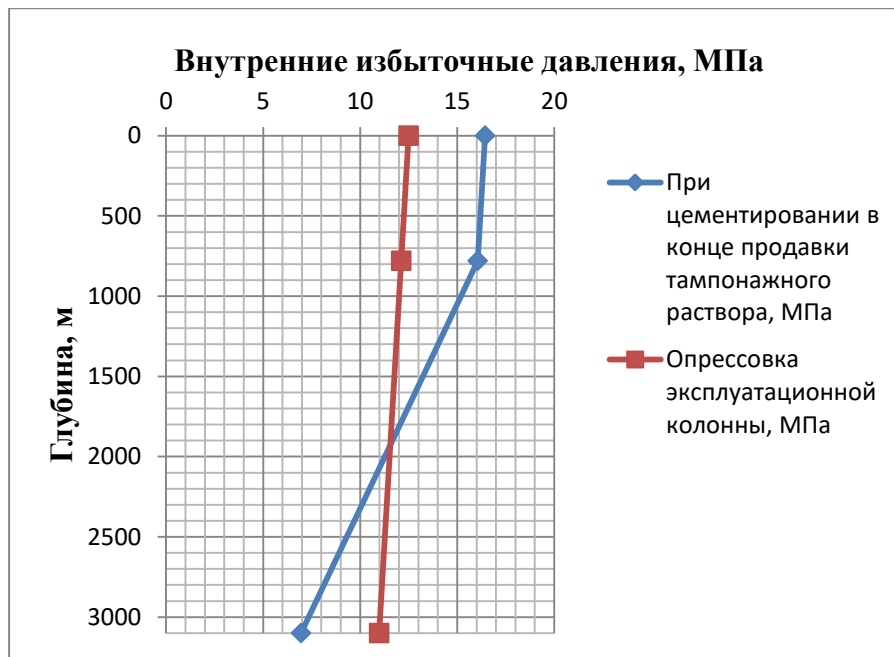


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

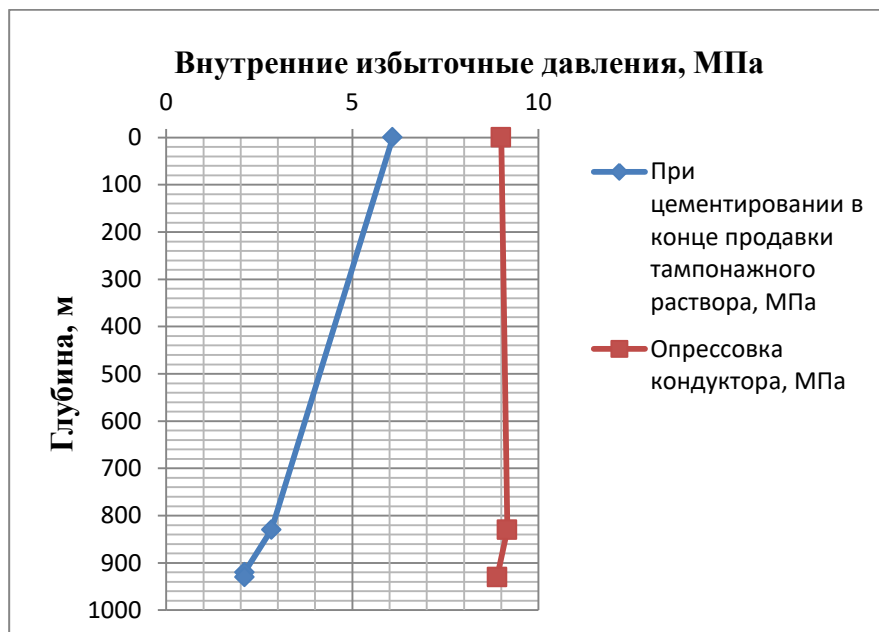


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

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 18.

Таблица 18 – Характеристика обсадных колонн

№ секции	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	40	68,52	2740	2740	0-40
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	930	48,13	44760,9	44760,9	0-930
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,5	120	29,57	3548,56	88661,56	3270-3150
2	ОТТМ	Д	7,7	3150	27,02	85113		3150-0

2.3.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результатом работы по данному разделу, о типах выбранных элементах КНБК и интервалах их установки представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	3270	3270	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	3260	3260	1	1
	ЦПЦ-146/216 («НефтьКам»)	0	900	18	76
		900	960	6	
		960	3190	44	
		3190	3250	6	
		3250	3270	2	
	ЦТ-146/216 («НефтьКам»)	3190	3250	6	6
	ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	3260	3260	1	1
	ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	3260	3260	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	930	930	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	920	920	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	40	4	27
		40	920	22	
		920	930	1	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	920	920	1	1
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	30	30	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	40	4	4

2.3.4 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Исходя из расчетов, запроектирован одноступенчатый способ цементирования.

По результатам расчета объема тампонажной смеси, которая представлена в таблице 20

Таблица 20– Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	3,52	0,7	1050	0,7	МБП-СМ	49
		2,8		2,8	МБП-МВ	42
Продавочная жидкость	44,85		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	36,08		1400	30,29	ПЦТ-III-100	42406
					НТФ	25,2
Нормальной плотности тампонажный раствор	2,26		1820	1,49	ПЦТ-II-150	2712
					НТФ	1,91

2.3.5 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).

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 .

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

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.

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

$V_{\text{внок}}$ – внутренний объем кондуктора, м^3 ,

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

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

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

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

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

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

В таблицу 21 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 21 – Перфорация скважины

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

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).

2.3.6 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Таблица 22 – Выбору БУ

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	109,13	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 109,13$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	88,66	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 88,66$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	141,86	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200 / 141,86 = 1,40 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3. Специальный вопрос на тему: Систематизация направлений решения проблемы выноса шлама в ННС

Наклонно-направленное бурение – это способ сооружения скважин с отклонением от вертикали по заранее заданному направлению. Если зенитный угол наклонно-направленной скважины превышает 85° , и она имеет горизонтальный участок профиля большой протяженности, то такая скважина называется горизонтальной. Наклонно-направленное бурение имеет преимущества относительно других методов строительства скважин.

Во-первых, дебит на большинстве месторождений увеличивается по сравнению с вертикальными скважинами в несколько раз. Во-вторых, данный метод позволяет осуществлять бурение скважин с одной буровой площадки на большом удалении.

В разработку включаются и удаленные участки месторождений, что при использовании метода вертикального бурения потребовало бы сооружение нескольких буровых площадок. Также присутствует возможность при обустройстве шельфовых месторождений отказаться от установки морских платформ и производить бурение с береговых буровых площадок. В-третьих, появляется возможность бурить скважины для достижения продуктивной зоны, которая иначе не доступна при вертикальном бурении.

Однако, несмотря на все плюсы данного метода бурения, он обладает большим количеством технологических недостатков связанных с неустойчивостью стенок и проблемами очистки ствола скважины, с увеличением количества спускоподъёмных операций, повышенными требованиями к качеству и составу бурового раствора.

К одному из наиболее важных вопросов строительства направленных скважин относится проблема эффективного транспортирования из скважины частиц выбуренной породы. Неэффективная очистка скважины приводит к накоплению шлама в стволе, что служит причиной возникновения серьезных проблем, ликвидация которых может потребовать больших затрат, многократно

превышающих затраты на мероприятия по улучшению очистки ствола скважины.

3.1. Причины скопления шлама на стенках скважины

Одной из наиболее распространенных проблем, вызванных скоплением шлама в скважине, является механический прихват бурильной колонны (примерно 30 % всех прихватов в вертикальных скважинах связаны с проблемой очистки ствола, а в скважинах с большим зенитным углом – более 80 %).

При механическом удалении шлама буровой раствор ведет себя по-разному в зависимости от зенитного угла (рис. 6).

В интервалах с зенитными углами до 30° при значительно повышенных скоростях (зоны 1) шлам эффективно выносится потоком бурового раствора, и осадок на стенках не образуется. При пониженных скоростях (зона 3) осуществляется медленный вынос шлама.

При зенитных углах больше 30 °шлам осаждается на нижней стенке скважины. При пониженных скоростях (зона 4) осевший шлам перемешивается вверх единой массой, а при турбулентном режиме (зона 2) подниматься на поверхности контакта осадка с буровым раствором в виде дюн.

Идеальными для очистки ствола от шлама являются условия, соответствующие зонам 1 и 2. Условия, соответствующие зоне 5, гарантируют возникновение затяжек инструмента, так как при низких скоростях восходящего потока выноса шлама нет.

Как видно, вынос шлама затрудняется при увеличении зенитного угла и при меньшей скорости течения в затрубном пространстве. Наибольшие трудности возникают при зенитных углах от 30 до 60°, поскольку при таких

условиях осевший шлам имеет тенденцию соскальзывать вниз по стволу и образовывать пробки.

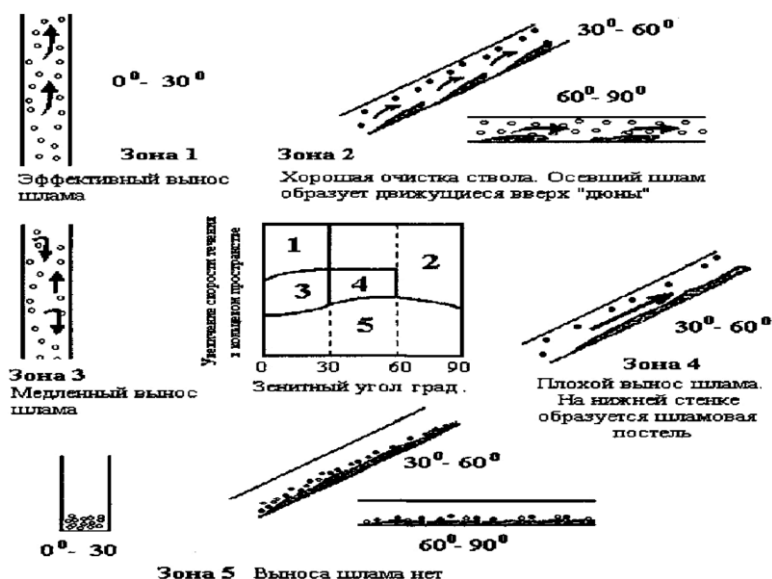


Рисунок 6 – Механизм транспортировки шлама для различных диапазонов зенитного угла при разных скоростях в кольцевом пространстве.

При повышении механической скорости проходки увеличивается количество шлама в кольцевом пространстве. Опыт свидетельствует о том, что для эффективного бурения вертикальных скважин максимально допустимая концентрация шлама в кольцевом пространстве не должна превышать 0,5 %.

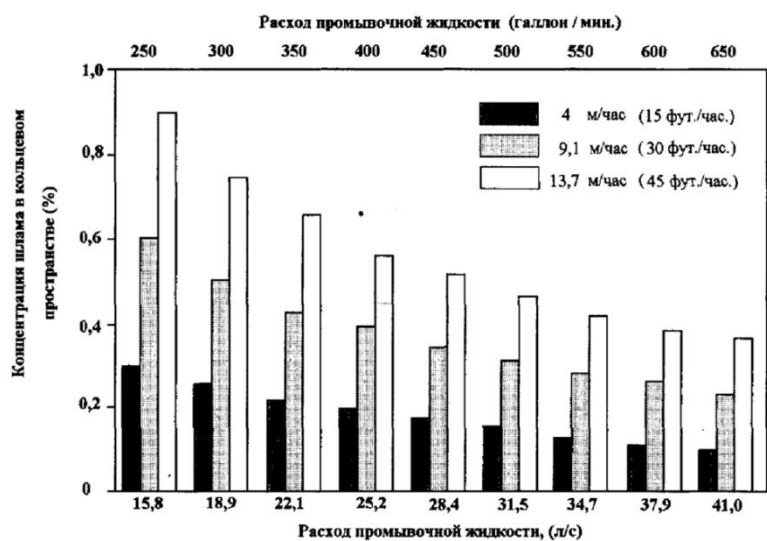


Рисунок 7 – Расход промывочной жидкости.

При бурении наклонных скважин увеличение скорости проходки приводит к росту толщины осадка. Для удаления более толстого слоя осевшего шлама необходимо увеличение подачи бурового раствора.

Шламовый осадок удерживается на стенке скважины за счет сил трения. Очистка ствола в данном интервале представляется достаточно сложной задачей и зачастую требует большого количества времени. «Шламовые подушки» вызывают посадки при спуске бурильной колонны и зарезке боковых стволов.

Скопившийся в скважине шлам значительно осложняет проходимость каротажных приборов, что нередко приводит к необходимости дополнительной проработке скважины, а также вызывает проблемы при спуске обсадных колонн.

Неудовлетворительная очистка забоя скважины является основной причиной сальникообразования. Появление сальников, в свою очередь, также приводит к прихватам бурильной колонны с потерей циркуляций, что как правило существенно снижает механическую скорость бурения, а также из-за уменьшения гидродинамического диаметра вызывает повышение давления на насосе и забое.

Кроме этого скопление шлама в скважине приводит к повышению крутящего момента и аксиального трения бурильной колонны, что вызывает «подвисание» бурильной колонны и недоход нагрузки на долото.

Основным свойством бурового раствора является его плотность. Плотность раствора должна постоянно поддерживаться в определенном узком диапазоне, чтобы обеспечить сохранение устойчивости стенок скважин. Этот показатель должен быть достаточно высоким, чтобы сдерживать пластовые давления и сохранять устойчивость стенок скважины.

На качество очистки ствола скважины от шлама большое влияние оказывают вязкость, прочность геля, режим промывки, скорость движения раствора по

затрубному пространству и его плотность.

Как правило, с увеличением плотности раствора и скорости его потока в затрубном пространстве повышается качество очистки скважины во всех типах скважин. Однако в сильно искривленных скважинах вязкость, прочность геля и режим промывки имеют особое значение.

Одна из причин заключается в существовании трех, отличающихся друг от друга по степени очистки, групп интервалов в стволе в зависимости от угла наклона его наклона.

1) от 0 до 45°;

2) от 45 до 55°;

3) от 55 до 90°.

Другая причина состоит в том, что сильно искривленные скважины состоят из ряда интервалов различной направленности от горизонтальных до вертикальных. В первой и третьей группах интервалов осложнения носят менее серьезный характер.

Способность шлама к накоплению в стволе и оползанию в условном интервале с углом наклона от 45 до 55° значительно обостряет серьезность осложнения. Низкая вязкость раствора, высокая скорость циркуляции и турбулентный режим обеспечивают оптимальную очистку интервалов третьей группы (горизонтальные).

3.2 Технологические подходы в сфере улучшения очистки затрубного пространства от шлама.

Использование специальных жидкостей, которые при вращении создают «пленку» вокруг бурильной трубы. Такая пленка называется «вязкостное сцепление», она поднимает шлам со дна и подбрасывает его в зону

высокоскоростного потока. Также возможно введение в промывочную жидкость волокон (например, Микрофибра, FORTA Super-Sweep, FORTA Dragnet), повышающих ее транспортирующую способность [1]. Микрофибра-данный материал представляет собой специально обработанные гидрофилизированные синтетические волокна, химически инертные и не токсичные, полностью совместимые как с водным, так и растворами на углеводородной (синтетической) основе.

Как видно материал достаточно быстро размещивается и равномерно распределяется в объеме бурового раствора.

Отличительной особенностью данного реагента является то, что при введении в раствор он абсолютно не влияет на его реологические параметры, но при этом существенно увеличивает его выносную способность.

Таким образом, в отличие от высоковязких удаляющих шлам полимеров, синтетическое волокно может быть использовано без риска увеличения вязкости даже сильно утяжеленного раствора так часто, как это необходимо.

Использование циркуляционных переводников, приводимых в действие при помощи сбрасываемых шаров и выполненных на базе толстостенных буровых труб (ТБТ). Циркуляционные переводники представляют собой устройства для частичного отвода проходящего сквозь них потока промывочной жидкости в затрубное пространство. Устанавливаются циркуляционные переводники в составе буровой колонны в интервале потенциального образования шламовых подушек.

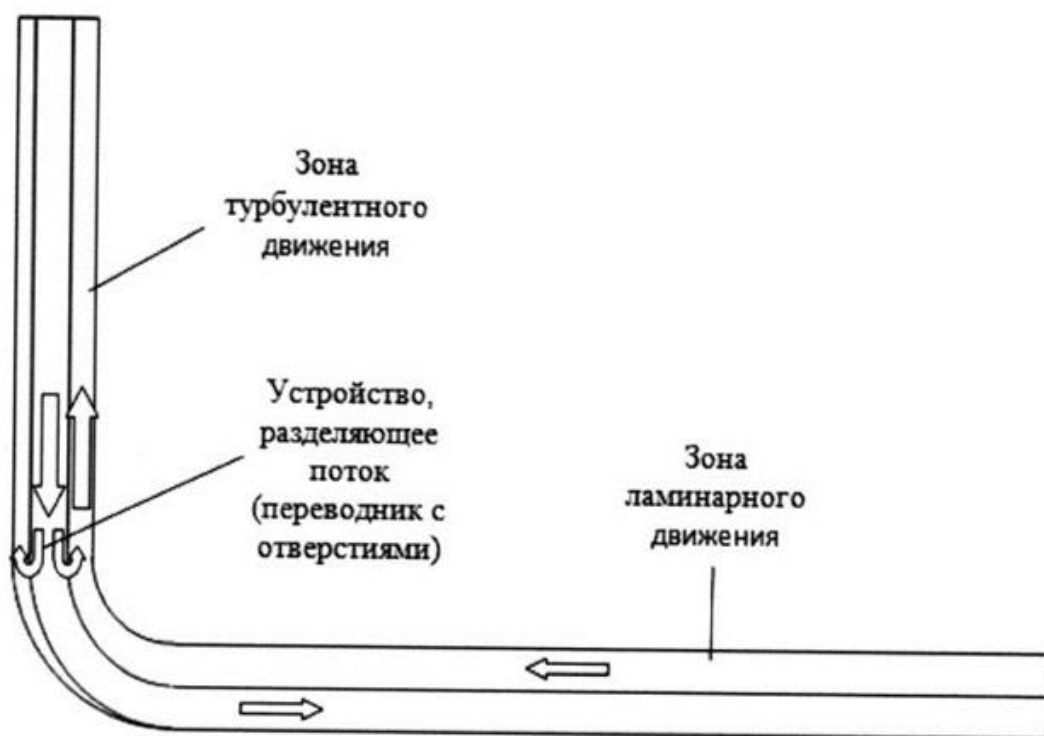


Рисунок 8 – Очистка ствола скважины

Изобретение относится к области бурения и эксплуатации скважин, в частности к способам очистки наклонных и горизонтальных скважин.

Создают циркуляцию бурового раствора покачиванием его через бурильную колонну с переводником, установленным в начале горизонтального участка и содержащим полый корпус с радиальными каналами, выполненными в корпусе под углом 30-60° к его оси.

При проходе через переводник поток бурового раствора разделяется на две части. Одну часть бурового раствора выбрасывают через радиальные каналы в виде турбулентного потока, обеспечивающего вынос частиц шлама в вертикальный участок скважины, а другую часть бурового раствора направляют в виде ламинарного потока в горизонтальный участок скважины. Повышается качество очистки.

В отечественном и зарубежном практике известны калибраторы типа КРБ 3714 имеющие резкие перегибы и изломы и одинаковы площади сечения и толщина лопастей по длине (рис 9).



Рисунок 9 - Калибратор-интенсификатор.

Калибратор-интенсификатор устанавливается непосредственно над долотом. При вращении бурильной колонны приводится во вращение и калибратор-интенсификатор. При этом лопасти устройства захватывают восходящий поток бурового раствора.

За счет плавного изменения изгиба лопастей происходит захват частичек шлама и по мере увеличения угла наклона лопастей происходит плавный разгон частиц с выбросом их в затрубное пространство.

Увеличение выброса способствует уменьшению межлопастного пространства, так как в этом стесненном пространстве увеличивается скорость восходящего потока, улучшающая вынос частиц шлама.

Отсутствие резких перегибов лопастей создает благоприятные условия для работы калибратора-интенсификатора без сальников.

Использование специальных бурильных труб. Включение в состав колонны профилированных бурильных труб позволяет улучшить процесс гидротранспорта бурового шлама на поверхность. Например, бурильные трубы серии «Гидроклин» имеют винтообразные канавки, отрицательный угол наклона которых при вращении бурильной колонны обеспечивает поднятие частиц шлама со стенки скважины, а изменяющийся угол наклона спиральных плоскостей ускоряет их движение и выносит в проходную зону поперечного сечения ствола скважины с максимальной скоростью потока.

Такие трубы включают в бурильную колонну для прохождения критических интервалов скважины, как правило, одну трубу через каждые две или три свечи обычных бурильных труб.

За счет включения в компоновку осциллятора-турбулизатора (рис10) создаются низкочастотные колебания, что в сочетании с винтообразными канавками на его корпусе при вращении бурильной колонны турбулизует восходящий поток промывочной жидкости и способствует повышению степени выноса шлама буровым раствором в затрубном пространстве скважины.

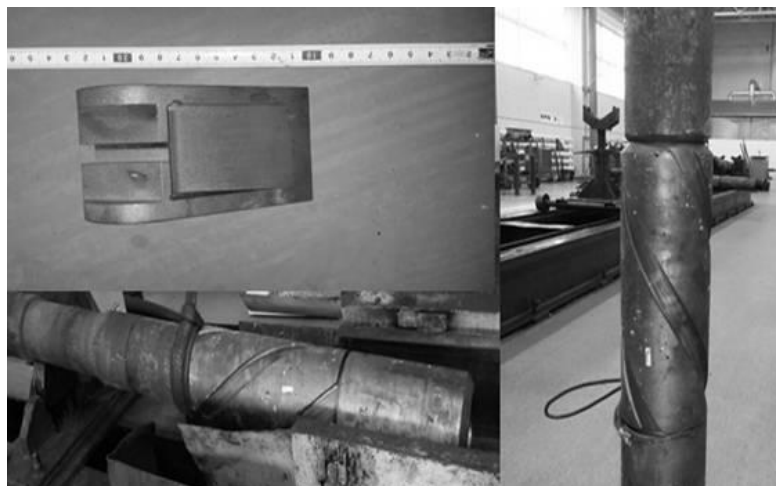


Рисунок 10 - Осциллятор-турбулизатор

Компоновка низа бурильной колонны включает бурильные трубы, долото, осциллятор-турбулизатор, ВЗД и телесистему. Осциллятор-турбулизатор устанавливается между долотом и винтовым забойным двигателем (ВЗД). Осциллятор-турбулизатор создает малоамплитудные продольные колебания, доводящие нагрузку на долото и соответственно разрушающие горную породу, винтовые пазы на его корпусе способствуют выносу шлама в затрубное пространство.

Также это можно сделать путем обратной циркуляции промывочной жидкости, то есть закачкой промывочной жидкости по затрубному пространству скважины и подачей ее через бурильный инструмент на блок очистки. Шламодная дюна разрушается механически – долотом и гидравлически – обратным потоком промывочной жидкости.

Важно подчеркнуть, что расход промывочной жидкости остается таким же, как и при бурении забойным двигателем. Кратное же увеличение скорости восходящего потока промывочной жидкости при постоянном расходе достигается за счет существенного снижения его площади поперечного сечения.

При этом в затрубном пространстве нисходящий поток промывочной жидкости остается ламинарным, а в бурильной колонне – турбулентным. Применение обратной промывки позволяет обеспечить качественную очистку ствола скважины и повысить эффективность бурения.

3.3. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Промывочная жидкость должна обеспечивать очистку забоя от шлама и транспортировку его на поверхность без аккумуляции в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенкой скважины. Также расход промывочной жидкости проектируется с учетом недопущения размыва стенок

скважины, гидроразрыва пластов и обеспечения необходимой скорости истечения жидкости из насадок долота.

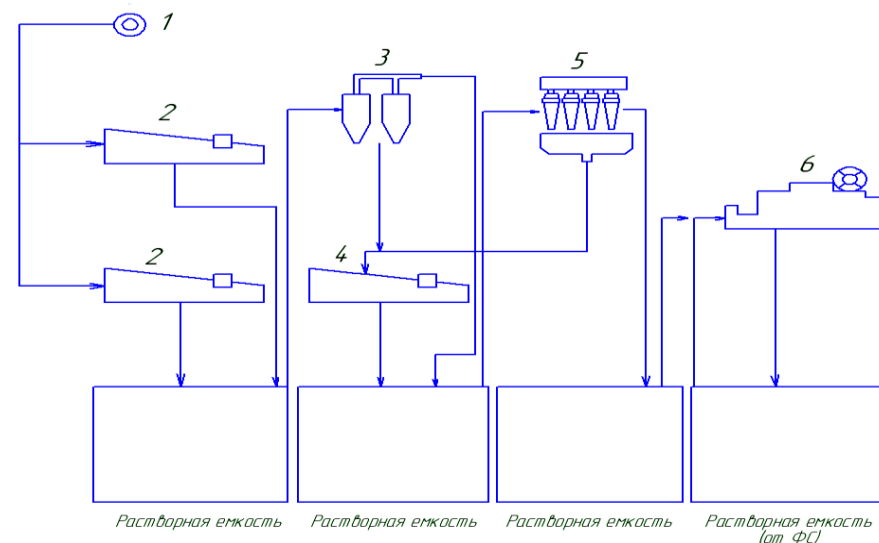


Рисунок 11 - Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

3.4. Выводы к разделу специальный вопрос

Итак, благодаря данной работе было установлено, способность выноса шлама на поверхность главным образом зависит от конструктивных показателей различных технических устройств и гидравлических показателей промывки. Очистка скважины возможно за счет использования комплексных методов проектирования рецептуры бурового раствора.

Рекомендуется вести учет объемов выбуренной породы в режиме реального времени, что позволит в кратчайшие сроки принять нужное решение, направленное на совершенствование показателей промывки скважины: как технических, так и гидравлических. Для создания эффективных условий очистки скважины от шлама.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСО-СБЕРЕЖЕНИЕ

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Ламеко Владислав 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	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	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	3. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Ламеко Владислав Сергеевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

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

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

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

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины Исходные данные к расчету представлены в таблице 1.

Таблица 23 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	3270
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонну	Совмещенный (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	∅ 323,9 мм на глубину 40 м
- кондуктор	∅ 244,5 мм на глубину 930м
- эксплуатационная колонна	∅ 146,1 мм на глубину 3270 м
Буровая установка	ЗД-86
Оснастка талевой системы	5х6
Насосы:	
- тип, количество, шт.	УНБ-600 – 2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-40 м	70
- в интервале 40-930 м	64
- в интервале 930-3270 м	32
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	∅ 146 мм, 38м
Забойный двигатель (тип):	

- в интервале 40-930 м	Д-240РС
- в интервале 930-3270 м	Д1-172РС
Бурголовка при отборе керна	БИТ 190,5/100 ВТ 913 УВ.332
Бурильные трубы: длина свечей, м	25

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

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

При расчете принимаются во внимание:

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

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

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

$$T_{\text{б}} = T_{\text{бн}} \cdot h,$$

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

h – величина нормативного интервала, метр.

Расчет нормативного времени бурения представлен в таблице 24. Нормы времени приняты в соответствии с опытом бурения скважин в настоящее время.

Таблица 24 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,011	0,4
890	0,083	73,87
2340	0,055	128,7
Итого		202,97

Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = h/P,$$

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

Результаты расчета нормативного количества долот сведены в таблицу 3.

Таблица 25 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале h , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале P , м	n
40	1000	0,04
890	5000	0,17
2340	4000	0,58
Итого на скважину		0,79

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

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

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

$$T_{\text{сп}} = \frac{N_{\text{сп}} \cdot T_{\text{св}}}{60},$$

$$T_{\text{под}} = \frac{N_{\text{под}} \cdot T_{\text{св}}}{60},$$

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

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

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

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [1, 3].

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока 64

часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

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

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [2]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [3].

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в таблице 26.

Таблица 26– Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
Бурение под направление	БИТ 393,7 ВТ 419 ТС	0	40	1000	0,011	40	0,04	0,44	0,16	0,65
Промывка (ЕНВ)										0,05
Наращивание (ЕНВ)										0,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,50
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,38
Крепление (ЕНВ)										10,92
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,20
Итого:										14,46
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,64
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										14,95
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 616 ТСВ	40	930	5000	0,083	890	0,17	9,5	1,45	11,2
Промывка (ЕНВ)										0,22
Наращивание (ЕНВ)										3,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										3,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										1,23
Крепление (ЕНВ)										31,65
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,40
Итого:										51,85
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										54,59

Продолжение таблицы -26

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 513УСВ	930	3200	4000	0,033	1270	0,20	27,0	4,12	31,12
Привязочный каротаж										1,24
Отбор керна	БИТ 190,5/100 ВТ 913	3200	3240	400	0,2	40	0,13	10	17,04	27,04
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 ВТ 513УСВ	3240	3270	4000	0,033	100	0,03	3,3	9,73	13,06
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,59
Наращивание (ЕНВ)										10,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,28
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,70
Крепление (ЕНВ)										40,94
ГТИ (ЕНВ)										4,40
Шаблонировка после ГТИ										1,12
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,75
Выброс инструмента (ЕНВ)										8,31
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										196,48
Итого:										208,32
Итого по колоннам:										277,54

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 27.

Таблица 27 – 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

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

Календарное время бурения 277,5 часов или 11,7 суток, с учетом поправочного коэффициента 1,1 – 305 часов или 12,8 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 177,6 часов или 7,4 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 28.

Условные обозначения к таблице 28

 Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);

 Буровая бригада (бурение);

 Бригада испытания.

Таблица 28 – 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 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

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

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

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [7] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в таблицах 7 и 8.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (61,09), произведение которых на первый квартал 2023 года составляет 85,52 [8, 9].

Технико-экономические показатели определяются по формулам:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m},$$

где H – глубина скважины, м;

t_m – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{\text{СПО}}},$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K},$$

где T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине (м):

$$h_d = H / n,$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

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

$$C_c^{1м} = \frac{C_{\text{см}} - \Pi}{H},$$

4.3. Расчет технико-экономических показателей

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

а) по формуле механическая скорость V_M , м/ч

$V_M = H/T_M$ [34,39], где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

$$V_M = 3270 / 50,24 = 65,08 \text{ м/час};$$

б) по формуле рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}) [34,39],$$

$T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч

$$V_p = 3270 / (50,24 + 89,60) = 23,3 \text{ м/час};$$

в) по формуле 8 коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H,$$

T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч

$$V_K = 3270 \cdot 720 / 307,2 = 7664$$

г) по формуле проходка на долото h_d , м [34.39]

$$h_d = H / n,$$

n – количество долот;

$$h_d = 3270 / 3,74 = 874,3 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины

$$C_{clm} = (C_{см} - П_n) / H,$$

$C_{см}$ – сметная стоимость строительства скважины, рублей;

$П_n$ – плановые накопления, рублей

$$C_c^{1м} = (150190044 - 39488) / 3270 = 45917 \text{ рублей.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 29.

Таблица 29 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3270
Продолжительность бурения, сут.	11,56
Механическая скорость, м/ч	65,08
Рейсовая скорость, м/ч	23,3
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7664
Проходка на долото, м	874,3
Стоимость одного метра, руб.	45917

Вывод

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 109 641 273,31 руб.

Значительную часть стоимости проектируемой скважины составляют затраты на подготовку площадки, монтаж буровой установки, бурение и крепление скважины. Это вызвано целью бурения одиночной разведочной скважины, а также необходимостью отбора керна. Чтобы обеспечить максимальную безопасность работ была спроектирована конструкция скважины с направлением, кондуктором и эксплуатационной колонной. Глубина спуска подобрана согласно расчетам, таким образом, такое решение позволяет проводить испытания в продуктивном пласте без опасности гидроразрыва вышележащих горизонтов при газонефтеводопроявлении. После испытания такая скважина может быть переведена из разведочной в эксплуатационную. Сокращение затрат при бурении скважин может быть достигнуто применением кустового бурения для сокращения затрат на подготовку площадок и монтаж буровой установки.

Таблица 30 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6						
Социальные отчисления, 30%				155,0						
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	24,6	0,9	126,9	7,0	963,7
Социальные отчисления, 30%						7,4		38,1		289,1
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4						
Социальные отчисления, 30%				13,9						
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	2,6	0,9	13,2	7,0	100,4
Социальные отчисления, 30%						0,8		4,0		30,1
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	45,0	0,9	232,2	7,0	1763,5
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	255,0	0,9	1315,9	7,0	9993,8
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6					0,9	206,2	5,6	1264,5
Прокат ВЗД	сут	103,6					0,9	95,1	5,6	583,3
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	0,9	8,2	7,0	62,1
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	0,9	6,9	7,0	52,6
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	0,9	137,3	7,0	1042,5
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	6,0	0,9	31,1	7,0	236,6
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	17,9	0,9	92,2	7,0	700,2
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	0,9	5,1	7,0	38,6
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	30,1	0,9	155,5	7,0	1180,6
NaOH каустическая сода	т	140,3			0,1	19,2	0,3	35,4	0,1	13,8
Глинопорошок ПБМБ	т	284,6			8,2	2338,6	2,8	789,5	1,1	307,2
Кальцинированная сода	т	124,8			0,1	17,1	0,3	31,5	0,1	12,2
РАС HV	т	738,7				0,0	0,1	74,5	0,0	29,0
Lube ADD-A	т	681,6				0,0	1,3	859,4	0,5	334,5
РАС LV	т	472,9				0,0	0,0	14,3	0,0	5,6
Барит	т	76,1			29,9	2277,2	61,4	4673,3	11,6	884,2
Итого затрат зависящих от времени, руб			8747,5		5087,7		8945,8		19888,2	

Продолжение таблицы 30

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от объема работ										
393,7 GRDP115	шт	1985,7			0,0	74,5				
V-CLS22-R1392	шт	1522,0					0,1	94,4		
БИТ 215,9 В 913 Н	шт	5254,6							0,2	1221,7
БИТ 215,9/100 В 913 О	шт	4463,0							0,2	1004,2
Калибратор КЛС 390,5	шт	890,5			0,0	33,4				
Калибратор КЛС 292,1	шт	565,4					0,1	35,1		
Калибратор КЛС 212	шт	315,6							0,2	73,4
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		107,8		129,4		2299,2	
Итого по колоннам, руб			8747,5		5195,5		9075,2		22187,4	
Всего по сметному расчету, руб			45205,7							

Таблица 31 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	58,8	1,3	170,3	1,7	220,3
Социальные отчисления, 30%				17,6		51,1		66,1
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,3	1,3	15,3	1,7	19,8
Социальные отчисления, 30%				1,6		4,6		5,9
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,4	1,3	9,9	1,7	12,9
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	115,1	1,3	333,4	1,7	431,4
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	652,3	1,3	1889,6	1,7	2444,7
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	63,2	1,3	183,1	1,7	236,9
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,1	1,3	11,7	1,7	15,2
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	77,1	1,3	223,2	1,7	288,8
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,4	1,3	24,3	1,7	31,4
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	15,4	1,3	44,7	1,7	57,9
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	20,0	164,2
БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	шт	142,57	1,0	142,6				
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	74,77			1,0	74,8		
БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	шт	78,61					1,0	78,6
ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	шт	45,1	3,0	135,3				
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	34,6			15,0	519,0		
ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	шт	18,9					76,0	1436,4
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	398,94	1,0	398,9				
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	301,4			1,0	301,4		
ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	шт	259,6					1,0	259,6
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	126,4	1,0	126,4				
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2		
ПРП-Ц-В/Н-168 («Уралнефтемаш»)	шт	22,3					2,0	44,6
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	2845	1,0	2845,0				
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2550			1,0	2550,0		
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	1944					1,0	1944,0
Итого затрат зависящих от времени, руб			4736,2		6613,5		7758,7	

Продолжение таблицы 31

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324х8,5 Д	м	28,53	30,0	855,9				
Обсадные трубы 245х7,9 Д	м	24,43			340,0	8306,2		
Обсадные трубы 178х7,3 Д	м	20,14					1360,0	27390,4
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	75,8	12,6	955,1	6,5		13,8	1043,0
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-50	т	48,1			10,4	500,2	11,4	547,9
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			2390,9		10198,56		31326,41	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб					43915,9			
Всего по сметному расчету, руб					63024,3			

Таблица 32 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	101 592	8 688 754,52
	Итого по главе 1	101 592	8 688 754,52
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	157 330	13 455 797,03
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	970 805,63
	Итого по главе 2	168 681	14 426 602,65
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	45 206	3 866 259,88
3.2	Крепление скважины	63 024	5 390 213,51
	Итого по главе 3	108 230	9 256 473,39
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	21 361	1 826 936,97
	Итого по главе 4	21 361	1 826 936,97
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	14 255	1 219 175,14
	Итого по главе 5	14 255	1 219 175,14
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	14 595	1 248 229,29
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	1 081	92 461,43
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 777 029,22
	Итого по главе 6	48 146	4 117 719,94
	ИТОГО прямых затрат	462 265	39 535 662,61
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	115 566	9 883 915,65
	Итого по главе 7	115 566	9 883 915,65
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 5% на итог прямых затрат и накладных расходов	28 892	2 470 978,91
	Итого по главе 8	28 892	2 470 978,91
	ИТОГО по главам 1-8	606 723	51 890 557,17
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	148 647	12 713 186,51
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	26 696	2 283 184,52
9.3	Северные надбавки 2,98%	18 080	1 546 338,60
9.4	Лабораторные работы 0,15%	910	77 835,84
9.5	Промыслово-геофизические работы	-	4 000 000,00
9.6	Услуги по отбору керна	-	3 700 000,00
9.7	Транспортировка керна	-	105 000,00

Продолжение таблицы 33

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
9.8	Изготовление керновых ящиков	-	41 000,00
9.9	Авиатранспорт	-	3 000 000,00
9.10	Транспортировка вахт автотранспортом	-	450 000,00
9.11	Бурение скважины на воду	-	150 000,00
9.12	Перевозка вахт	-	8 400 000,00
9.13	Услуги связи на период строительства скважины	-	40 000,00
	Итого прочих работ и затрат	193 423	36 506 545,46
	ИТОГО по гл 1-9	800 146	88 397 102,63
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 213	103 781,11
	Итого по главе 10	1 213	103 781,11
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 2,4% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	19 233	2 052 021,21
	Итого по главе 12	19 233	2 052 021,21
ИТОГО		820 592	90 552 904,96
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			90 552 904,96
НДС, 18%			16 299 522,89
ВСЕГО с учетом НДС			109 641 273,31

Список использованных источников

1. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 13.05.2023).
2. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 13.05.2023).
3. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).
4. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
5. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.
6. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
7. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».
8. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 13.05.2023).
9. Письмо госстроя ссср от 06.09.90 n 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту

Группа	ФИО
3-2Б8В	Ламеко Владислав 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 (Тюменская область)

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:
– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

2. Производственная безопасность:
2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов
2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

2.1 Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины:
- неудовлетворительные показатели метеословия на открытом воздухе;
- повышенные уровни шума и вибрации;
- недостаточное освещение рабочей зоны;
- повышенная запыленность загазованность;
- необходимые средства защиты от вредных факторов.
2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения:
- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;
- поражение электрическим током;
- пожаровзрывоопасность;
- необходимые средства защиты от опасных факторов;
- работы на высоте.

3. Экологическая безопасность:	3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары); 4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

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. 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 34.

Таблица 34– 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	—	+	+	СанПиП 2.04.05-91 ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ

Продолжение таблицы 34

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Изготовление	Эксплуатация	
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 35 .

Таблица 35– Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева 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 буро-вой 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 буровой колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения 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 36.

Таблица 36 – 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 ПБНГП) [35] и приведены в таблице 37.

Таблица 37 - Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный	10
Превенторная	75	Аварийное освещение для продолжения	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 незаземленным 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 видов 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 ПБНГП [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 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 двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

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

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании. 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 38 – Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ.

Наименование вещества	Выброс веществ сущ. положение на 2019 г.		ПД В	
	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

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 водоохраных зон водных объектов
- устройство обваловки площадки по периметру
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание
- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключающая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих

горизонтов;

- использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам бурения;
- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод

Защита литосферы. 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 случаеполомки или не исправности автотранспорта и прочего оборудования, таяниеподземных льдов, многолетнемерзлых пород

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

Таблица 39– 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 мет- ров

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, газоводонефтепроявления, открытое фонтанирование, взрывы на складе ГСМ, разрушение буровой, под воздействием природных или технических факторов, нападение диких животных

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

Основные причины ГНВП:

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

- технические неполадки с оборудованием (отказ 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

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 были подобраны PDC долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следуют 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 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. 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: ОКК1-35-178х245, ОП5-280/80х35, АФ1-80/65х35
Для проведения работ выбрана буровая установка БУ 3000 ЭУК-1М.

В специальной части проанализированы технические и технологические возможности выноса шлама при строительстве нефтяных и газовых скважин.

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 эксплуатацион- ных 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 дополне-ниями).
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 «Вредное производство»

- 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 ра-боте 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 цементированя 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 по-дошве		Коэф-фици-ент кавер-ноз-ности в интервал е
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 AC1-9 (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	1,0

						5
3210	3220	кора выветривания + палеозой (кровля - отражающий горизонт А)	К.В.-Pz	1	30	1,0 5

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, алевроиты и глины
P3 _г	50	120	Алевролиты глинистые, алевроиты, с подчиненными прослоями диатомитов, глины алевроитовые, подчиненные прослои 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 чешуекслуды на поверхностях наслоения, остатки раковин-двустворок и редкие прослойки 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

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 _{сш}	1970	2020	Глины серые, темно-серые, с прослоями светло-серых алевроитов и глинистых известняков. Характерен растительный детрит.
K1 _{fr}	2020	2777	Ритмичное чередование песчано-алевритовых пластов с пачками глин уплотненных, темно-серых, алевроитовых. Встречаются прослои глинистых известняков. На поверхностях наслоения много обугленного растительного детрита. Глины темно-серые, реже серые, тонкоотмученные, с прослоями алевроитов 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 прослои 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.B.-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	М С
			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	М С
			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 (0–40 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–40 м)							
1	БИТ 393,7 ВТ 419 ТСП	0,49	393,7	-	3-171	Муфта	0,155
2	Переводник П-171/171	0,52	203	127	3-171	Муфта	0,059
					3-171	Ниппель	
3	КЛС-393,7 М	1,6	390	80	3-171	Ниппель	0,120
					3-171	Муфта	
4	Переводник М-171/171	0,54	225	127	3-171	Ниппель	0,061
					3-171	Муфта	
5	УБТС-203	12	203	100	3-171	Ниппель	2,310
					3-171	Муфта	
6	Переводник П-133/171	0,53	225	76	3-171	Ниппель	0,090
					3-133	Муфта	
7	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	1662,0
					3-133	Муфта	
					3-133	Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
9	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (40–930 м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 616 ТСВ. 471-11	0,52	295,3	-	3-152	Ниппель	0,100
3	КЛС 295,3 МС	0,90	295,3	120	3-152	Ниппель	0,050
					3-152	Муфта	
					3-171	Муфта	
5	ДРУ-240РС	9,137	240	-	3-171	Муфта	2,466
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-240РС	0,375	240	-	3-171	Ниппель	0,043
					3-171	Муфта	
					3-171	Муфта	
8	Переводник М152хН171	0,39	203	80	3-171	Ниппель	0,063
					3-152	Муфта	
9	КЛС 292,1 МС	0,90	292,1	120	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
10	Переводник М171хН152	0,375	203	80	3-152	Ниппель	0,063
					3-171	Муфта	
11	УБТС-203	8	203	100	3-171	Ниппель	1,540
					3-171	Муфта	
12	Переводник М 147хН171	0,40	203	101	3-133	Ниппель	0,063
					3-171	Муфта	
13	УБТС-178	24	178	100	3-147	Ниппель	3,477
					3-147	Муфта	
14	Переводник М 133хН147	0,30	178	80	3-133	Ниппель	0,04

Таблица Б.2
– КНБК для
бурения
секции под
кондуктор
(40–930 м)

Продолжение таблицы Б.2

15	ТБПК 127	885	127	108	3-133	Ниппель/ Муфта	27,62380
16	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (930–3270 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	БИТ 190,5ВТ 513 УСВ.332-11	0,45	190,5	-	3-117	Ниппель	0,050
2	Калибратор К 190 С	0,44	187	82	3-117	Муфта	0,037
					3-117	Ниппель	
3	Д1-172РС	8,710	172	-	3-117	Муфта	1,109
					3-122	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-165РС	0,63	165	70	3-122	Ниппель	0,040
					3-122	Муфта	
5	Переводник М121хН122	0,37	165	78	3-117	Муфта	0,045
					3-133	Муфта	
					3-133	Муфта	
6	УБТС 146	100	146	75	3-121	Ниппель	9,700
					3-121	Муфта	
7	Переводник М133хН121	0,52	165	78	3-121	Ниппель	0,043
					3-133	Муфта	
8	ТБПК 127	3159	127	108	3-133	Ниппель	98,623
					3-133	Муфта	
					3-133	Муфта	
					3-133	Муфта	

11	КШЗ-133x35	0,47	155	72	З-133	Ниппель	0,04
					З-133	Муфта	
12	ВБТ 140	14	-	82,6	З-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (3200–3240 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3200	3240	БИТ 190,5/100 ВТ 913 УС.332	25	0,3
		СК 172/100 -01	1850	9,5
		УБТС2-146	4850	50
		ПК-127х9,19 Д	99286	3180
Σ			106011	3240

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						200

Приложение Г

Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

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 демонтируемого 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. бур-	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, Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к буре-нию, сут	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 бурении, 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 400 км, сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59	1,80	158,78
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 устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93		11,8
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 323,9х9,5, м	37,21	50	1860,5	—	—	—	—	—	—
Обсадные трубы 244,5х8,9 м	28,53	—	—	800	22824	—	—	—	—
Обсадные трубы 168,3х8 м	25,41	—	—	—	—	80	2032,8	97	2487,9
Обсадные трубы 168,3х8,0 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

Приложение Д

ГТН

Приложение Е

КНБК