



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

Инженерная школа природных ресурсов
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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3350 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3350)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Гасс Алексей Сергеевич		13.06.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		16.06.2023

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжаккина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		13.06.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			14.06.2023

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		16.06.2023

Томск – 2023 г.

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

Код	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП/ОПОП

 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Гасс Алексей Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3350 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 40-10/с от 09.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; – Обоснование конструкции скважины: (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы

	<p>промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);</p> <p>– Проектирование процессов заканчивания скважин: (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>– Выбор буровой установки;</p> <p>– Струйные технологии и их применение в бурении нефтяных и газовых скважин.</p>
Перечень графического материала с точным указанием обязательных чертежей	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент ОСГН ШБИП НИ ТПУ
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович, Старший преподаватель ООД ШБИП ТПУ
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Струйные технологии и их применение в бурении нефтяных и газовых скважин.	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		10.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Гасс Алексей Сергеевич		10.02.2023

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

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Гасс Алексей Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3350 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
--

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

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

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		10.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Гасс Алексей Сергеевич		10.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 87 страницы, 12 рисунков, 39 таблиц, 41 источник литературы и 7 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3350 метров на нефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3350 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть струйные технологии и их применение в бурении нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

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

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

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

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОКК – обвязка колонная клиньевая;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ОП – оборудование противовыбросовое;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

ЦПЦ – центратор пружинный цельный;

ЦТ – централизатор-турболизатор;

ПТЦ – портландцемент тампонажный;

УСО – установка смесительно-осреднительная;

ЦА – цементирувочный агрегат;

ПРП-Ц-В – пробка продавочная цементирувочная верхняя;

ПРП-Ц-Н – пробка продавочная цементирувочная нижняя;

СПО – спуско-подъемные операции;

БУ – буровая установка;

АФ – арматура фонтанная;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

СКЦ – станция контроля цементирования;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ЦКОД – цементирувочный клапан обратный дроссельный;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

СБТ – стальная бурильная труба.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	13
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	13
1.2 Характеристика нефтегазоводонности месторождения (площади)	18
1.3 Зоны возможных осложнений	19
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	20
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	20
2.2 Проектирование конструкции скважины	20
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	20
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	20
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	22
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	23
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	23
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	23
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	23
2.3.1 Выбор способа бурения	23
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	24
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	26
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	27
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	27
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	29
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	30
2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов ...	33
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	38

2.3.10	Технические средства и режимы бурения при отборе керна	41
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважины	41
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность	41
2.4.2	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	45
2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	46
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	48
2.5	Выбор буровой установки	52
3	СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «СТРУЙНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»....	53
	Виды струйных технологий	53
3.1	Гидромониторные насадки долота	53
3.2	Кольматационные переводники	55
3.3	Струйная перфорация	56
3.4	Гидромониторное бурение	58
3.5	Устройство эжекторного гидронасоса	59
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	62
4.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	62
4.2	Линейный календарный график выполнения работ	65
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли ..	66
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	72
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ...	72
5.2	Производственная безопасность	73

5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	73
5.3	Экологическая безопасность	77
5.3.1	Защита атмосферы	77
5.3.2	Защита гидросферы.....	77
5.3.3	Защита литосферы.....	78
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
5.4.1	Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин 79	
5.4.2	Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС 80	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ		82
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		84
Приложение А		88
Приложение Б.....		91
Приложение В.....		94
Приложение Г		96
Приложение Д.....		102
Приложение К.....		103
Приложение Л.....		104

ВВЕДЕНИЕ

Представленный проект выпускной квалификационной работы связан с созданием вертикальной исследовательской скважины глубиной 3350 метров на месторождении Томской области. Ключевым этапом является проектирование скважины, которое оказывает влияние на все процессы, связанные со строительством и эксплуатацией. Поэтому, важно тщательно продумать все аспекты проектирования, включая геологические условия местности, для обеспечения максимальной эффективности работы скважины.

Для строительства вертикальной разведочной скважины в горно-геологических условиях с мягкими и средними по твердости горными породами, такими как глины, алевролиты, аргиллиты и песчаники, применяются специальные технологические решения. В данном случае, разрез содержит нефтяной пласт на глубине 3300-3320м, что делает эту скважину особенно важной для добычи нефти. При проектировании такой скважины необходимо учитывать все особенности геологической структуры, чтобы обеспечить максимальную эффективность ее работы.

Изучение указанных геологических условий позволит нам определить наилучшие параметры для проектирования скважины, подбора состава бурового раствора и инструмента для разрушения пород.

Цель данной работы заключается в разработке наиболее эффективных и оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3350 метров на нефтяном месторождении, учитывая особенности горно-геологических условий данной области.

В рамках данной работы осуществляется исследование использования струйных технологий при проведении работ по строительству скважин.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

В данном разделе представлены исходные данные, необходимые для дальнейших расчетов.

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Таблица 1.1 – Проектный стратиграфический разрез

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
От	До	Мощность	Название	Индекс	
1	2	3	4	5	6
0	50	50	Четвертичная система	Q	1,50
50	260	210	Некрасовская серия	P ₃	1,30
260	400	140	Тавдинская свита	P ₂	1,30
400	595	195	Люлинворская свита	P ₂	1,20
595	675	80	Талицкая свита	P ₁	1,20
675	825	150	Ганькинская свита	K ₂	1,20
825	885	60	Славгородская свита	K ₂	1,20
885	955	70	Ипатовская свита	K ₂	1,20
955	965	10	Кузнецовская свита	K ₂	1,20
965	1755	790	Покурская свита	K ₁₋₂	1,20
1755	1800	45	Алымская свита	K ₁	1,15
1800	2235	435	Ванденская свита	K ₁	1,15
2235	2355	120	Тарская свита	K ₁	1,15
2355	2670	315	Куломзинская свита	K ₁	1,15
2670	2685	15	Баженовская свита	J ₃	1,10
2685	2780	95	Васюганская свита	J ₂₋₃	1,10
2780	3210	430	Тюменская свита	J ₂	1,10
3210	3240	30	Салатская свита	J ₁₋₂	1,10
3240	3270	30	Тогурская свита	J ₁	1,10
3270	3300	30	Урманская свита	J ₁	1,10
3300	3370	70	Палеозой	Pz	1,10

Таблица 1.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	50	пески	60
			глины	40
P ₃	50	260	пески	60
			глины	30
			алевриты	10

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5
P ₂	260	400	глины алевролиты	90 10
P ₂	400	595	глины алевролиты	90 10
P ₁	595	675	глины алевролиты	70 30
K ₂	675	825	глины алевролиты	60 40
K ₂	825	885	глины алевролиты	70 30
K ₂	885	955	глины	100
K ₂	955	965	глины алевролиты	80 20
K ₁₋₂	965	1755	глины песчаники алевролиты	25 50 25
K ₁	1755	1800	глины песчаники алевролиты	30 40 30
K ₁	1800	2235	песчаники алевролиты глины	40 40 20
K ₁	2235	2355	песчаники алевролиты аргиллиты	60 20 20
K ₁	2355	2670	алевролиты песчаники аргиллиты	70 20 10
J ₃	2670	2685	аргиллиты	100
J ₂₋₃	2685	2780	песчаники алевролиты аргиллиты	45 10 45
J ₂	2780	3210	песчаники алевролиты аргиллиты	45 10 45
J ₁₋₂	3210	3240	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10
J ₁	3240	3270	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10
J ₁	3270	3300	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10
Pz	3300	3370	известняки	100

Таблица 1.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратигра- фическог о подраздел ения	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемос- ть, мД	Глинистость, %	Карбонатнос- ть, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоеннос- ть, %	Абразивность	Категория породы промысло- вой классифик- ации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	пески	1,9	30	1500	10	0	0	1	10	мягкая
			глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
P ₃	50	260	глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	1,9	30	200	20	0	0	5	10	мягкая
			алевриты	2,0	17	10	35	0	0	5	10	мягкая
P ₂	260	400	глины	2,4	10	0	100	0	10	4	4	мягкая
			алевриты	2,0	20	20	35	0	0	4	10	мягкая
P ₂	400	595	глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2,1	15	5	50	0	0	5	10	мягкая
P ₁	595	675	глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2,1	15	20	50	5	0	5	10	мягкая
K ₂	675	825	глины	2,2	10	0	100	5	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2,1	20	15	50	0	0	5	10	мягкая
K ₂	825	885	глины	2,3	10	0	100	0	10	4	4	мс
			алевролиты	2,2	15	15	40	0	10	4	10	мс
K ₂	885	955	глины	2,4	15	0	100	5	10	1	4	мс
K ₂	955	965	глины	2,4	10	0	100	0	10	4	4	мс
			алевролиты	2,2	15	15	40	0	10	4	10	мс
K ₁₋₂	965	1755	глины	2,4	15	0	100	5	10	5	4	мс
			песчаники	2,1	20	500	20	0	15	5	10	мс
			алевролиты	2,2	20	50	20	5	20	5	6	мс
K ₁	1755	1800	глины	2,4	15	0	100	3	15	5	4	мс
			песчаники	2,1	25	25	20	3	20	5	10	мс
			алевролиты	2,2	20	50	20	3	20	5	6	мс

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
К ₁	1800	2235	песчаники	2,2	30	20	20	3	20	2,5	10	средняя
			алевролиты	2,2	20	15	20	3	20	2,5	6	средняя
			глины	2,4	5	0	100	3	15	4	4	средняя
К ₁	2235	2355	песчаники	2,2	22	20	20	3	20	3,5	10	средняя
			алевролиты	2,2	20	15	20	3	20	2,5	6	средняя
			аргиллиты	2,4	10	0	100	3	15	3,5	6	средняя
К ₁	2355	2670	аргиллиты	2,4	17	0	100	3	15	5	6	средняя
			алевролиты	2,3	20	15	15	3	20	5	6	средняя
			песчаники	2,2	24	10	20	3	20	5	10	средняя
J ₃	2670	2685	аргиллиты	2,5	16	5	100	10	50	2	6	средняя
J ₂₋₃	2685	2780	песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2,4	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J ₂	2780	3210	песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J ₁₋₂	3210	3240	песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J ₁	3240	3270	песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	средняя
J ₁	3270	3300	песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	средняя
			аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	средняя
Pz	3300	3370	известняки	2,65	0,1-16	2	20	80	170	4	4	твердые

Таблица 1.4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений, кгс/см ² на м								Температура в конце интервала, °С
	от	до	Пластового		Порового		Гидроразрыва		Горного		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	50	0,100	0,100	-	0,100	0,200	0,200	-	0,220	14
P ₃	50	260	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	20
P ₂	260	400	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	24
P ₂	400	595	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	29
P ₁	595	675	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	32
K ₂	675	825	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	36
K ₂	825	885	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	37
K ₂	885	955	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	39
K ₂	955	965	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	40
K ₁₋₂	965	1755	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,220	0,220	62
K ₁	1755	1800	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,220	0,220	63
K ₁	1800	2235	0,100	0,100	0,125	0,125	0,165	0,165	0,220	0,220	75
K ₁	2235	2355	0,100	0,100	0,125	0,125	0,165	0,165	0,220	0,220	79
K ₁	2355	2670	0,100	0,100	0,125	0,125	0,165	0,165	0,220	0,220	87
J ₃	2670	2685	0,102	0,102	0,130	0,130	0,160	0,160	0,230	0,230	88
J ₂₋₃	2685	2780	0,102	0,102	0,130	0,130	0,160	0,160	0,230	0,230	90
J ₂	2780	3210	0,102	0,102	0,130	0,130	0,160	0,160	0,230	0,230	102
J ₁₋₂	3210	3240	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	103
J ₁	3240	3270	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	104
J ₁	3270	3300	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	105
Pz	3300	3370	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	107

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Таблица 1.5 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³ (в пласт. усл.)	Свободный дебит, м ³ /сут	давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см ²	Фазовая проницаемость, мдарси	Относится ли к источникам водоснабжения
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нефтеносность								
Pz	3300	3320	трещинный	0,700	175	275	-	-
Газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют								
Водоносность								
Q-P ₃	0	260	поровый	1,00	-	-	200	Да
K ₁₋₂	965	1755	поровый	1,01	200	-	500	Нет
K ₁	1755	2670	поровый	1,01	10	-	15	Нет
J ₃ -J ₂	2670	3210	поровый	1,01	10	-	15	Нет
J ₁₋₂ -J ₁	3210	3300	поровый	1,01	10	-	15	Нет
Pz	3300	3370	поровый	1,024	10	-	15	Нет

1.3 Зоны возможных осложнений

Таблица 1.6 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощения по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – K ₂	0	965	Поглощения бурового раствора	Интенсивность поглощения 1 м ³ /час. Увеличение плотности бурового раствора против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₂ – K ₁	965	2235		
Pz	3300	3370		
Q – K ₂	0	965	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодавление столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъём бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам
K ₂ – K ₁	965	2235		
K ₁ – J ₂	2235	3210		
J ₂ –Pz	3210	3370		
Q – K ₂	0	965	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы; оставление бурового инструмента без движения; увеличение плотности выше проектной
K ₁₋₂ – K ₁	965	2235		
K ₁ – J ₂	2235	3210		
K ₁₋₂	965	1755	Водопроявления	Несоблюдение параметров БР, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъёма инструмента; тип проявления: перелив воды
K ₁	1755	2670		
J ₁₋₂ – Pz	3300	3320	Нефтепроявления	

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

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

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

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

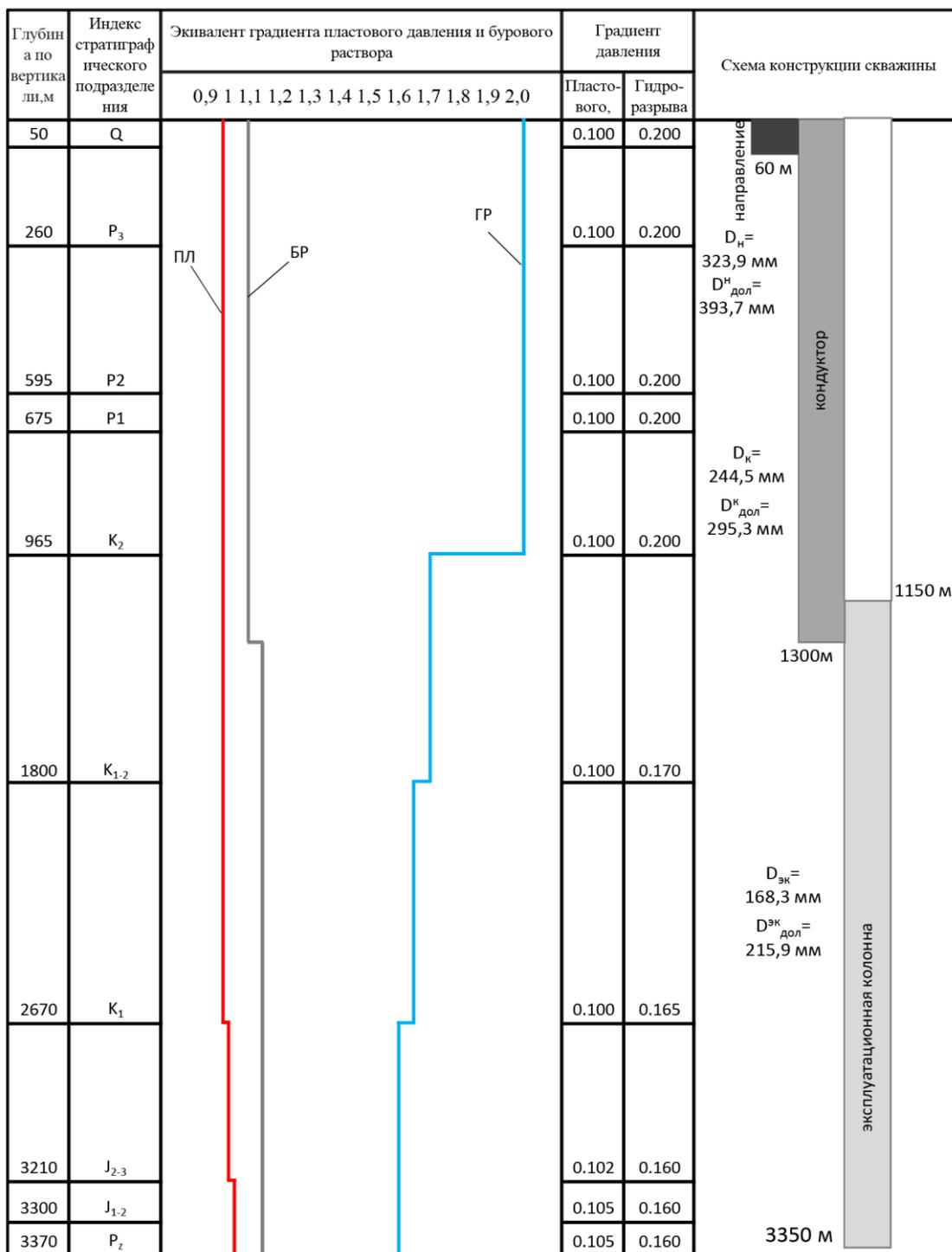


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и конструкция скважины

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

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

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти.

В моём варианте имеется пласт с нефтью, необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны.

Таблица 2.1 – Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по нефтяному пласту

Имя пласта	Pz
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	3300
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,105
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,17
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	700
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	346,5
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	1280
Требуемый запас	1,08
Принимаемая глубина, м	1300

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 1280 м.

Следовательно, сделаем вывод, что необходимо спускать кондуктор до глубины 1300 м. Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 3350 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1300 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Следовательно, интервал цементирования будет составлять 2200 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 215,9 мм.

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

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

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 22,80 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5-350/80х35 (350 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК2-35-168х245х324 К1 ХЛ (обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна).

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	1300	Совмещенный (ВЗД)
1300	3350	Совмещенный (ВЗД)
3300	3340	Роторный (Отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны 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.

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

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

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

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0–60	60–1300	1300-3350	3300-3340
Шифр долота		393,7 НьюТек Сервисез	295,3 НьюТек Сервисез	215,9 FD 399MH-A105	БИТ 215,9/100 В 913
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	МС	С+Т	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117	3-161
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	-
Длина, м		0,40	0,30	0,30	0,2
Масса, кг		163	110	44	25
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	14–28	2–12	2-12	6-15
	Максимальная	40	40	40	15
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40–600	60–400	60-400	150-400
	Максимальная	600	400	400	400

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

1. Для бурения интервала под направление 0–60 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор 60–1300 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1300–3350 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит

более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

Интервал, м		0-60	60–1300	1300–3350
Шифр калибратора		КЛС 390 М	К 295 МС	К 215 С
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	295	215
Тип горных пород		М	МС	С+Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н133/М133
	API	-	-	-
Длина, м		1,1	0,9	0,4
Масса, кг		155	114	58

2.3.3 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 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-60	60-1300	1300-3350
Исходные данные			
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	40	40	40
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	32	32	32
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	4	6	8

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 4 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен

опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-60	60-1300	1300-3350
Исходные данные				
Скорость, м/с ($V_{дл}$)		3,4	2,5	1,8
Диаметр долота ($D_{дл}$)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
Частота вращения n_1 , об/мин		165	162	159
Статистическое значение частоты вращения $n_{стат}$, об/мин		40-60	100-180	140-200
Частота вращения $n_{проект}$, об/мин		60	140	180

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости

стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. 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 2.7.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 60 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 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

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

Таблица 2.7 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-60	60-1300	1300-3350
1	2	3	4
Исходные данные			
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,6	0,5
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,47	1,23	1,14
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,12
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	20
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0159	0,0111	0,0087
Число насадок (n)	3	6	6
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмин}$)	0,5	0,5	1,0
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,19	1,17	1,14

Продолжение таблицы 2.7

1	2	3	4
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_p)	2,0	2,2	2,4
Результаты проектирования			
Расход, л/с, (Q1)	79	41	18
Расход, л/с, (Q2)	71	42	16
Расход, л/с, (Q3)	55	28	24
Расход, л/с, (Q4)	28	39	31
Области допустимого расхода бурового раствора			
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	28-79	28-42	16-31
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	60	55	31

Где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя, л/с;

Q_2 – необходимый расход раствора для выноса шлама на поверхность, л/с;

Q_3 – минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения прихвата, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора из условия истечения раствора из насадок долота, л/с.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-60	60-1300	1300-3350
1		2	3	4
Исходные данные				
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Нагрузка, кН (G_{oc})		39	59	78
Расчетный коэффициент, $H^*_{м/кН}$ (Q)		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		-	236	173
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*_{м}$ (M_p)		-	2322	2259

Продолжение таблицы 2.8

1	2	3	4
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_0)	-	148	108
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)	-	37	27

Для интервала бурения 60–1300 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-178РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроктированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроктированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240.7/8.55	60-1300	240	9,975	2432	30-75	60-180	26-39	114-430
ДРУ2-178РС	1300-3350	178	5,0	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении А.

Табличное значение Q_{TK} для труб 127 мм группы прочности «Л» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 182,4 и 191,9 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{mk-300} = 182,4 \cdot 0,9 = 164,16 \text{ т}$$

$$Q_{mk-400} = 191,9 \cdot 0,9 = 172,71 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{164,16}{111,67} = 1,47 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{172,71}{111,67} = 1,55 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 2.10

Таблица 2.10 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности на трубы			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	60	ПК 127х9	127	л	9,19	3-133	60	1.190	6.372	2,43	>10	>10	>10
бурение	60	1300	ПК 127х9	127	л	9,19	3-133	1240	39.86	49.96	1.55	3.40	4,4	4,9
бурение	1300	3350	ПК 127х9	127	л	9,19	3-133	2010	105.36	113.39	1.96	1.71	1,95	2,17
отбор керна	3300	3340	ПК 127х9	127	л	9,19	3-133	40	105.22	111.88	2.09	1.80	1,24	1,3

2.3.8 Обоснование типов и компонентов 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.

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под направление:

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100–120 с.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой

раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяют барит.

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под кондуктор:

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

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности - утяжелителем - барит.

Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под эксплуатационную колонну:

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и

нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. При бурении интервала будет вскрыт выбранный для эксплуатации продуктивный пласт и поэтому необходимо минимизировать загрязнение данного пласта, для этого будет использован KCL/биополимерный раствор на основе ксантана без использования глины.

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

Направление, интервал 0-60м:

$$\rho_{бр} = \frac{0,1}{9,81} * 1,17 * 10^5 = 1193,3 \left[\frac{кг}{м^3} \right], \quad (2.1)$$

Кондуктор, интервал 60-1300м:

$$\rho_{бр} = \frac{0,1}{9,81} * 1,15 * 10^5 = 1172,9 \left[\frac{кг}{м^3} \right], \quad (2.2)$$

Эксплуатационная колонна, интервал 1300-3350м:

$$\rho_{бр} = \frac{0,105}{9,81} * 1,06 * 10^5 = 1135,1 \left[\frac{кг}{м^3} \right], \quad (2.3)$$

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблицах 2.11-2.16.

Таблица 2.11 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Название материала
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1	Каустическая сода
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	60	Глина ПБМБ
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1	Кальцинированная сода
Утяжелитель	Регулирование плотности	169,14	Барит

Таблица 2.12 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,193
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Таблица 2.13 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок ПБМБ	12
Каустическая сода	1
РАС HV	0,4
Комплексный ПАВ	1
РАС LV	0,12
Reolub	5
Барит	194,80

Таблица 2.14 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,173
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 2.15 – Компонентный состав КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Каустическая сода	0,5
Мел	92,73
ГАММАКСАН	3,5
APR (Пеногаситель)	0,4
Reolub	20
Амилор	17
ATREN SL	12

Таблица 2.16 – Технологические свойства КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,135
Условная вязкость, с	30-50
Пластическая вязкость, сПз	10-20
ДНС, дПа	40-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
рН	9-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б в таблице Б.2.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Б в таблице Б.1.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

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

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

Результаты расчета представлены в таблицах 2.17, 2.18, 2.19.

Таблица 2.17– Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наимень-шая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,355	0,05	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	3	15,9	101,3	3,14
Под кондуктор									
60	1300	БУРЕНИЕ	0,717	0,08	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11,1	94,2	4,31
Под эксплуатационную колонну									
1300	3350	БУРЕНИЕ	1,047	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8,7	80,7	3,22
Отбор керна									
3300	3340	Отбор керна	0,851	0,068	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	6	83,1	3,42

Таблица 2.18 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБ-950	2	95	180	184,3	1	82	30,18	60,35
60	1300	БУРЕНИЕ	УНБ-950	2	95	160	232,7	1	95	27,36	54,72
1300	3350	БУРЕНИЕ	УНБ-950	1	95	160	232,7	1	107	30,82	30,82
3300	3340	Отбор керна	УНБ-950	1	95	160	232,7	1	87	25,06	25,06

Таблица 2.19– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	87	72,3	0	4,8	0,1	10
60	1300	БУРЕНИЕ	218	61,5	73,8	69,3	3,4	6,3
1300	3350	БУРЕНИЕ	182,4	43,6	56	53,7	19,1	2,2
3300	3340	Отбор керна	107,4	46,3	0	35,8	18,2	7,2

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемые интервалы отбора керна: 3300-3340 м.

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

В таблице 2.20 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 2.20 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
3300-3340	КИ 2.2. 172/100	6-15	150-400	20-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1850
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	700	Глубина скважины, м	3350
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1150	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	150
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	20	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	2233

Расчет наружных избыточных давлений

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

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два 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 и 3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

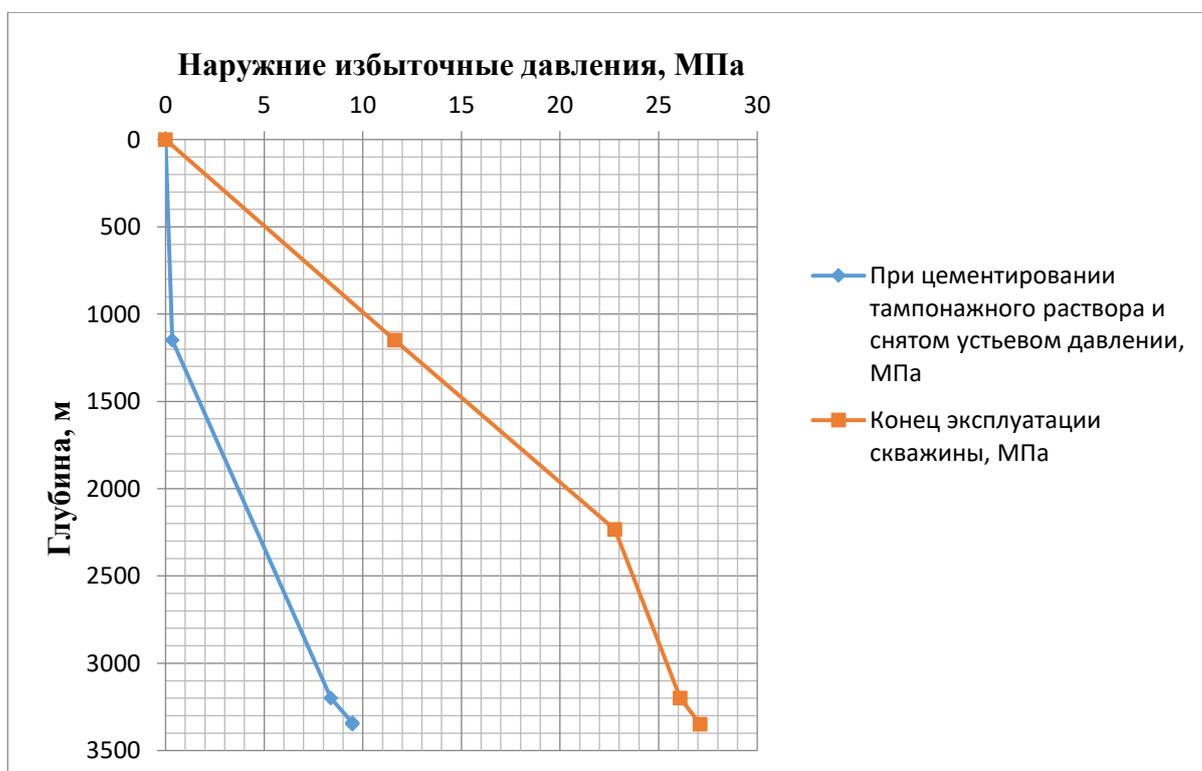


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

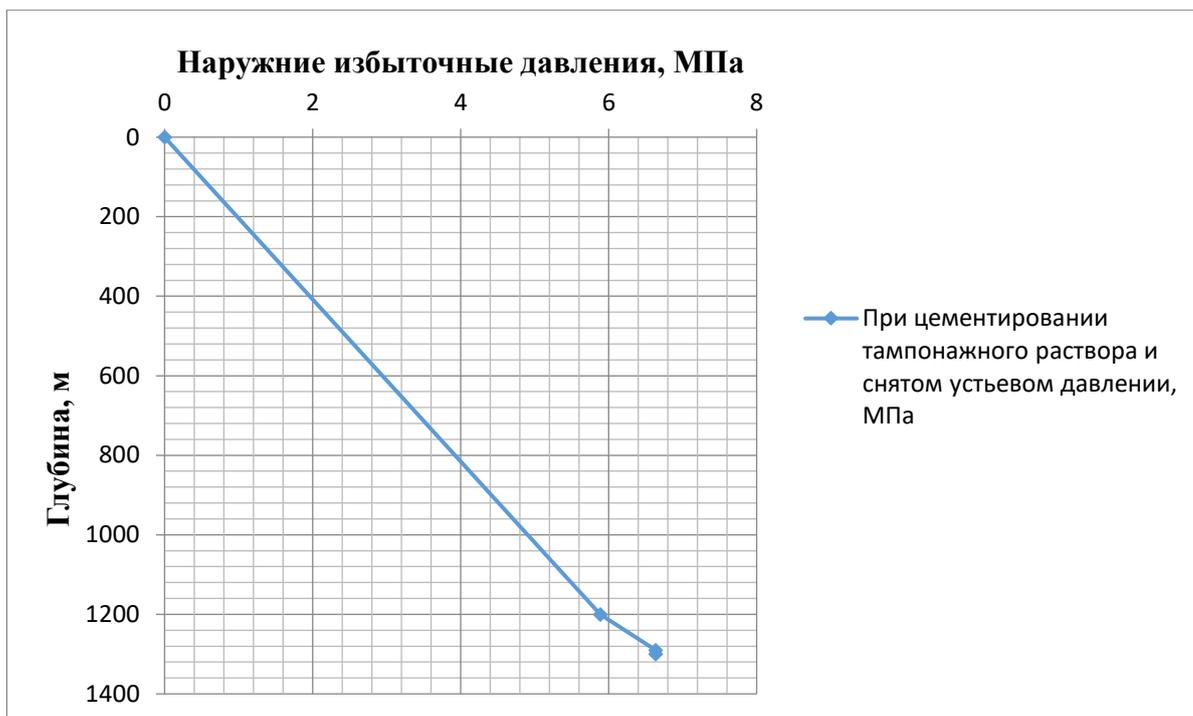


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Расчет внутренних избыточных давлений

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

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности скважин и снижения давления для газовых скважин.

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

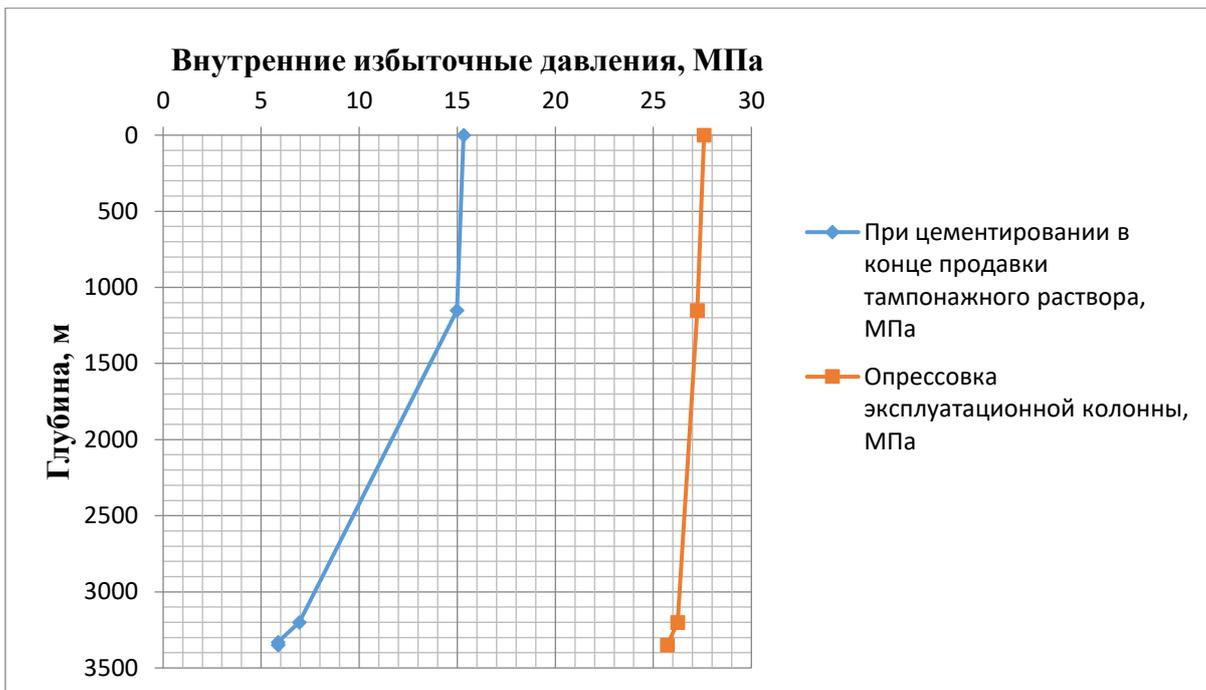


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

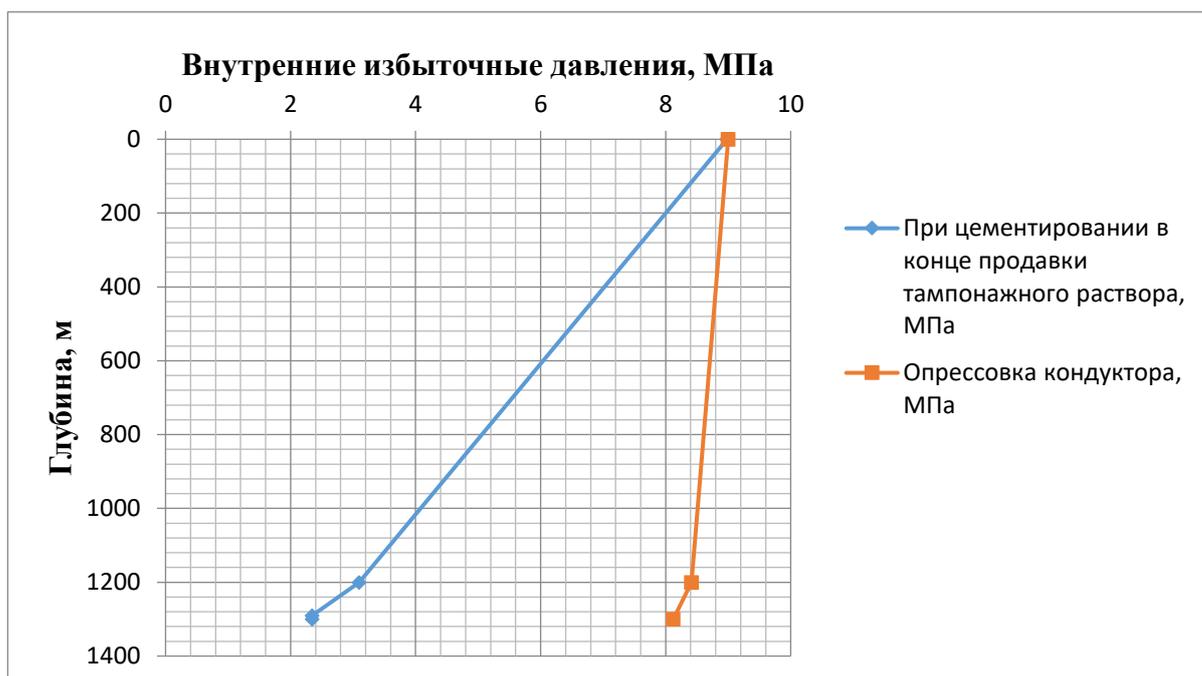


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Характеристика обсадных колонн

Характеристика обсадных колонн								
№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8.5	60	67.2	4032	4032	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7.9	1300	47.2	61360	61360	0-1300
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10.6	100	41.4	4140	119190	3250-3350
2	ОТТМ	Д	8.9	3250	35.4	115050		0-3250

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Обоснование способа цементирования

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	3350	3350	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	3340	3340	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	20	1250	25	105
		1250	1350	10	
		1350	3300	65	
		3300	3320	2	
3320	3340	1			
3340	3350	2			

Продолжение таблицы 2.23

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 168 мм	ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	3290	3330	4	4
	ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	3330	3330	1	1
	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3340	3340	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1300	1300	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1290	1290	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	100	10	52
		100	1290	40	
		1290	1300	2	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1290	1290	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	50	5	7
		50	60	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2.4)$$

Поскольку $46,85 \leq 50,92$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.24.

Таблица 2.24 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,89	1,2	1030	1,2	МБП-СМ	84
		4,7		МБП-МВ	70,5	
Продавочная жидкость	61,09		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	50,68		1400	42,56	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	33678
					НТФ	20,8
Нормальной плотности тампонажный раствор	2,87		1850	1,92	ПЦТ-II-100	3698
					НТФ	1,2

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (2.5)$$

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

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

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 33,7 / 10 = 3,37 - 4$ УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 3,9 / 13 = 0,3 - 1$ УС 6-30.

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

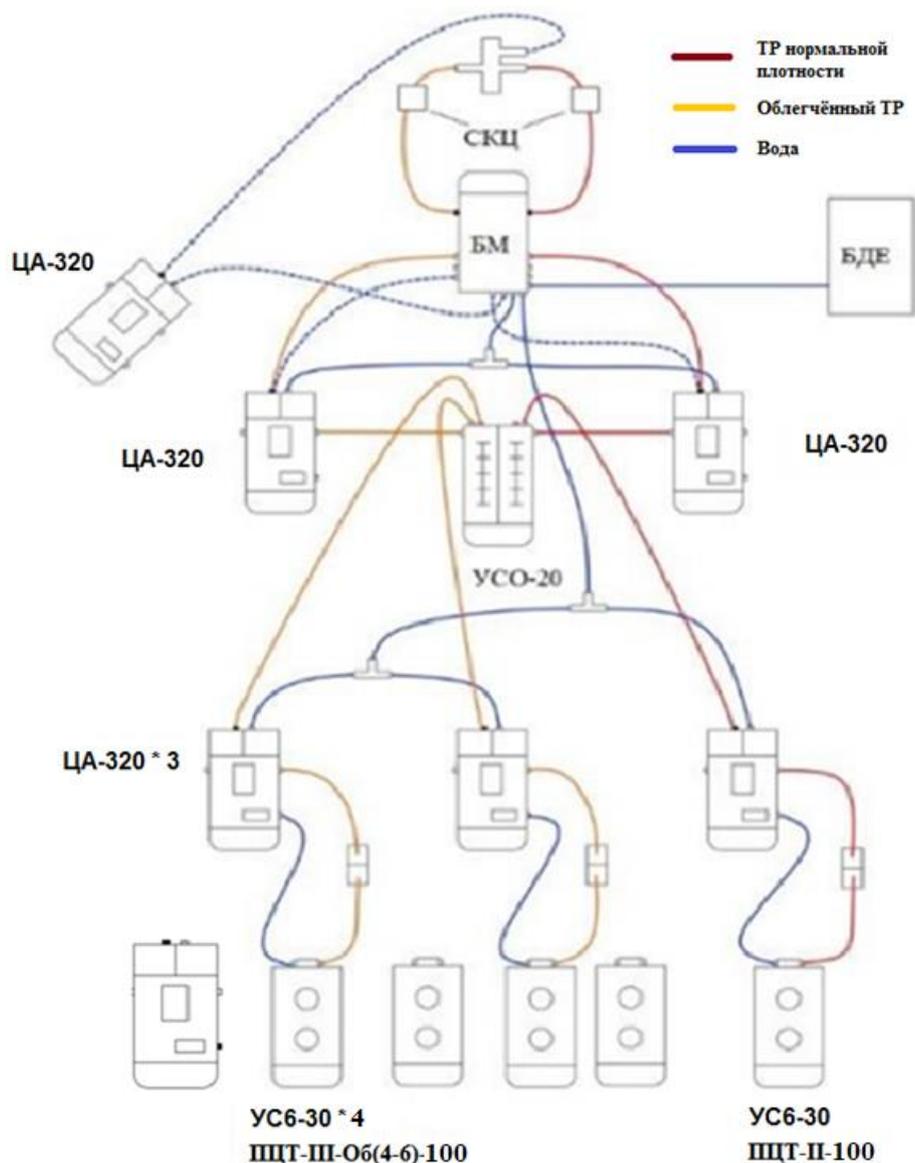


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементносмесительных установок и гидроворонки

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Проектирование процессов испытания скважин

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

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Выбор жидкости глушения

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

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.6.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 0,105 \frac{\text{кгс/см}^2}{\text{м}}}{9,81 \cdot 3320\text{м}} = \frac{1102,1\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad (2.6)$$

где 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 2.7.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внэк.}) = 2(59,52) = 119,03\text{м}^3 \quad (2.7)$$

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

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

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

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

Вид перфорации указан в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
20	НКТ	Кумулятивная	ПКТ73	20	1 (Максимальная длина перфоратора на трубах – 150м)

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

Выбор типа фонтанной арматуры

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

Принимаем арматуру фонтанную АФ1-80/65х35.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [4] в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями.

Для расчета примем буровую установку 3Д-86.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 2.26.

Таблица 2.26 - Результаты проектирования буровой установки

Выбранная буровая установка БУ – 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	111,67	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$192 > 111,67$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	119,19	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$288 > 119,19$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	154,95	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$320 / 154,95 = 2,07 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «СТРУЙНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ В БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН»

Введение

На сегодняшний день практически ни один процесс бурения и проведения работ по капитальному ремонту скважин не обходится без применения струйных технологий. Эти технологии направлены на повышение качества процесса бурения за счет интенсификации потока жидкости. Для этого применения характерно использование эжекторного гидронасоса, кольматирующих переводников, гидромониторных насадок, струйной перфорацией.

В целом струйные технологии представляют собой инженерные средства разрушения горных пород. Принцип работы основан на том, что через систему отверстий относительно небольшого диаметра через большие промежутки времени впрыскивается специфическая абразивная жидкость, обладающая при этом огромной кинетической энергией, способной разрушать горную породу.

Виды струйных технологий

Чтобы дать определение этому разделу, рассмотрим несколько примеров струйных технологий.

3.1 Гидромониторные насадки долота

Гидромониторные насадки долота представляют собой отверстие или группу отверстий в профиле долота, которые могут различаться по форме и диаметру. Достижение струйного эффекта определяется скоростью истечения потока жидкости, которая в свою очередь должна достигать значений от 80 до 120 м/с.

На сегодняшний день на долотах большого диаметра используется одно центральное отверстие, в то время как на долотах меньшего диаметра требуется использование периферийной промывки (от 3 отверстий одного диаметра). На

практике также используются долота с комбинированной циркуляцией, центральное отверстие большего диаметра и от 3 отверстий по периметру долота, рисунок 7.

Существуют два типа крепления гидромониторных насадок: цанговое и резьбовое. Обычно гидромониторные долота оснащены сменными насадками, которые устанавливаются в специальное гнездо в нижней части промывочного канала. Для повышения износостойкости насадок используются материалы, такие как металл или керамика, рисунок 8 [5].



Рисунок 7 – Расположение гидромониторных насадок

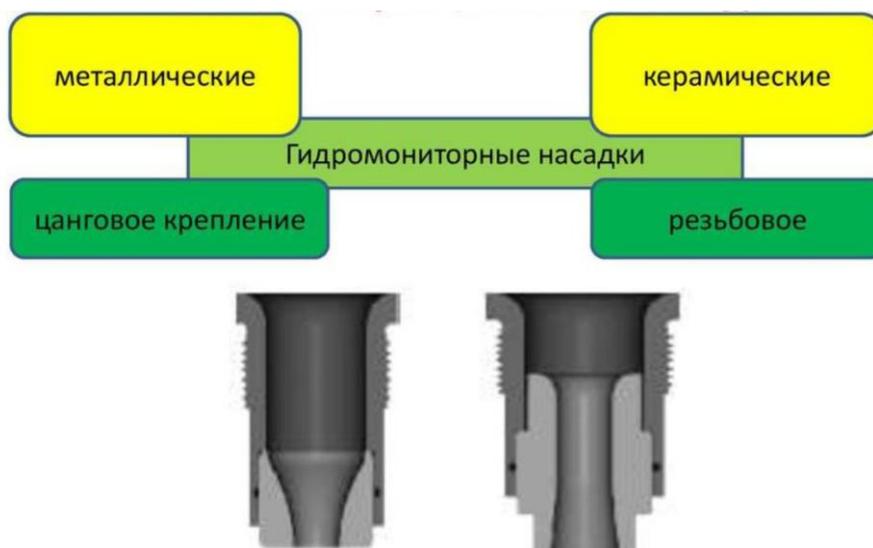


Рисунок 8 – Крепление гидромониторных насадок

3.2 Кольматационные переводники

Наддолотный кольматационный переводник — это инструмент, используемый для снижения вероятности возникновения газонефтеводопроявлений. Работа механизма заключается в уменьшении поглощения цементных и буровых растворов и предотвращении загрязнения призабойной зоны, особенно при бурении слабоцементированных рыхловатых пропластков, рисунок 9.

Устройства, используемые для очистки и кольматации стенок ствола скважины, имеют особую конструкцию. Они состоят из цилиндрического корпуса с двумя ребрами жесткости, на котором расположены два сквозных радиальных отверстия с вихревыми патрубками. Один из патрубков имеет фиксирующий штифт. Ребра укреплены твердосплавными вставками, а в патрубках имеются тангенциальные каналы и канавки для уплотнительных колец. Эти устройства устанавливаются над породоразрушающим инструментом на валу шпинделя, за местом установки предохранительного переводника. Они также имеют излучатель кавитационно-волновой энергии в радиальном сквозном отверстии. Применение этих устройств значительно улучшает процесс бурения скважин и подготовки к спуску обсадных колонн.

Устройства УОК для кольматации используются:

- с целью уменьшения поглощения буровых и цементных растворов в пористых и трещиноватых породах;
- предотвращения проявлений нефти, газа и воды;
- защиты продуктивных пластов от загрязнений;
- уменьшения риска кавернообразования.

Устройство УОК размещается над породоразрушающим инструментом на валу шпинделя, за местом расположения предохранительного переводника. В его состав входит цилиндрический корпус с двумя ребрами жесткости и излучатель кавитационных волн в радиальном сквозном отверстии. Устройство используется в качестве вихревого инструмента для очистки и уплотнения

стенок ствола скважины в процессе бурения и подготовки к спуску обсадной колонны [6].



Рисунок 9 – Виды кольматационных переводников

3.3 Струйная перфорация

Процесс достижения гидромониторного эффекта за счет использования высокоскоростных струй абразивной смеси, известный как струйная перфорация. Этот метод был впервые разработан в 1959 году «ВНИИнефть» и с тех пор широко применяется в нефтедобыче как наиболее эффективный способ перфорации. Процесс включает в себя добавление песка в абразивную смесь и направление его на высоких скоростях через форсунки для создания перфораций в скважине. Использование этого метода произвело революцию в нефтяной промышленности и стало стандартным методом при бурении скважин.

Для достижения максимальной эффективности в процессе бурения скважин необходимо применять специализированную технику. Одним из методов, позволяющих достичь гидромониторингового эффекта, является гидропескоструйная перфорация, которая осуществляется при помощи высокоскоростных струй абразивной смеси. Тем не менее, по общей характеристике производительности процесса, гидропескоструйная перфорация уступает кумулятивной, что делает ее применение нецелесообразным в случае, если другие методы достаточны для достижения требуемых результатов [7].

Гидропескоструйная перфорация - это эффективный способ увеличения производительности добывающих скважин, а также создания кольцевых и

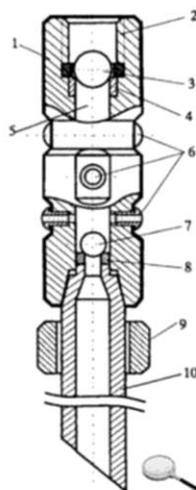
вертикальных щелей на значительной глубине. Технология также позволяет отсоединять обсадные, бурильные и насосно-компрессорные трубы, разрушать твердые пробки и металл на забое, а также увеличивать диаметр необсаженного интервала ствола скважины.

Перед началом опрессовки системы, необходимо установить перфоратор в скважину и подключить соответствующее наземное оборудование. Чтобы гарантировать успешную опрессовку, систему необходимо довести до давления, превышающего рабочее значение в 1,5 раза. Перед опрессовкой, верхний шар большего диаметра помещается в трубы и устанавливается на седло. После опрессовки, шар удаляется из системы. Затем, шар меньшего диаметра опускается в трубы и размещается в седле, отсекая хвостовик от полости перфоратора и колонны насосно-компрессорных труб. Это создает грушевидную полость в горной породе, направленную узким конусом к перфорационному отверстию в колонне, рисунок 10.

Для выполнения гидropескоструйной перфорации используют технологическую жидкость-песконоситель, которая обычно состоит из водных растворов солей, содержащих поверхностно-активные вещества (ПАВ), карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), полиакриламидов (ПАА), а также жидкостей на нефтяной базе, таких как нефть или растворенная нефть (РНО).

Создание точечных отверстий (каналов) занимает от 15 до 30 минут. Для формирования одного канала требуется от 1 до 7 м³ рабочей жидкости и 50-700 кг песка. Точечные отверстия широко используются в нефтедобыче для повышения проницаемости пласта и увеличения добычи нефти.

В процессе проведения перфорации возможно появление кольцевых щелей. После этого техническая жидкость с песком выходит из пласта в ствол скважины, а песчаные отложения с забоя вымываются методом обратной промывки. При необходимости разрушения отложений, можно использовать перфоратор с заостренным хвостовиком при вращении колонны насосно-компрессорных труб [8].



1 – корпус; 2 – резьба для соединения с НКТ; 3 – шар опрессовочного клапана; 4 – седло опрессовочного клапана; 5 – канал; 6 – насадки; 7 – нижний шар малого диаметра; 8 – седло нижнего шарового клапана; 9 – центратор; 10 – хвостовик

Рисунок 10 - Гидропескоструйный перфоратор:

3.4 Гидромониторное бурение

Гидромониторное бурение - это способ бурения небольших скважин в горных породах с низкой прочностью, который осуществляется при помощи буровых станков, использующих гидравлическую струю для разрушения породы.

Гидромониторное бурение предполагает использование воды для разрушения горных пород через специальную насадку с последующим удалением обломков через ствол скважины на поверхность. Изменение направления инструмента для бурения достигается ориентацией отклонителя и его осевым перемещением до фиксации траектории. Процесс ориентации выполняется путем вращения бурильной колонны. Движение по прямой достигается за счет одновременного осевого и вращательного движения., рисунок 11 [9].

Гидромониторное бурение позволяет быстро и экономично бурить скважины глубиной 9-12 м и диаметром до 150 мм в горных породах I-III категорий без отбора керна. Масса бурового оборудования и инструмента не

превышает 130 кг. Скорость бурения варьируется от 40 до 60 м/ч, а управлять буровой установкой может один рабочий. Иногда для перевозки гидромониторного бурового оборудования используются вертолеты.

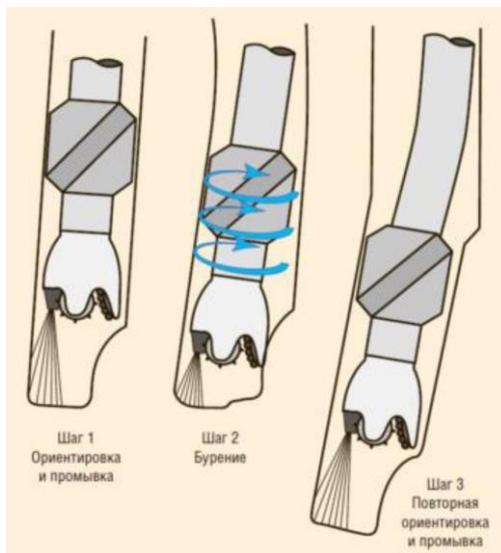


Рисунок 11 – Гидромониторное бурение

3.5 Устройство эжекторного гидронасоса.

Эжекторный гидронасос включает в себя корпус с вертикальным каналом для подачи рабочего агента к соплам струйных насосов, а также четыре или более активных сопла, расположенных соосно с камерами смешения. Камеры смешения соединены с торцевой частью корпуса через сквозные соединительные каналы, рисунок 12.

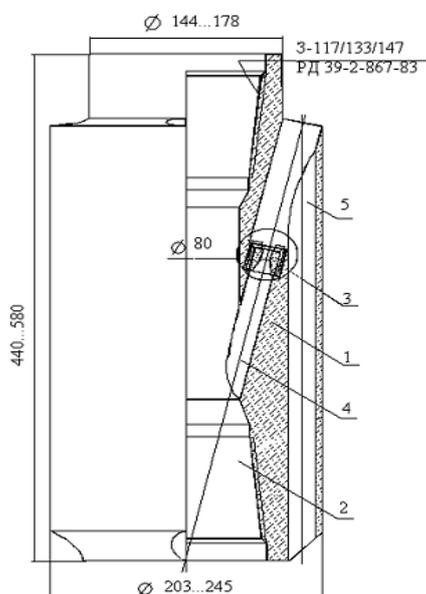
Гидронасосное оборудование устанавливается над долотом и спускается в скважину вместе с низом бурильной колонны.

Принцип работы эжекторного гидронасоса заключается в создании вакуума за счет высокой скорости смешанного потока в месте соединения камеры смешения и соединительного канала. Это позволяет жидкости из зоны работы долота вместе со шламом выйти в кольцевое пространство, где они ударяются о стенку скважины и упрочняют ее. Кроме того, в кольцевом пространстве создается эффект дополнительной эжекции, который создает значительную депрессию в зоне работы долота благодаря высокой скорости движения жидкости и ограниченному расстоянию между стенкой скважины и

корпусом гидронасоса. Этот процесс позволяет быстро и эффективно очищать забой и ускорять процесс бурения.

Для проверки эффективности гидронасоса при роторном бурении были проведены испытания на нескольких месторождениях, включая Сахалин и Саратов. Результаты показали, что использование данного насоса позволяет значительно ускорить процесс бурения и обеспечивает эффективную очистку скважины.

Данные полученные при использовании ЭЖГ указывают на заметное увеличение скорости бурения на 25-30%, а также улучшение проходки на долото до 35-40% [10].



- 1 – корпус, 2 – вертикальный канал, 3 – активное сопло, 4 – подводящий канал,
5 – соединительный канал

Рисунок 12 – Устройство эжекторного гидронасоса

Вывод

В ходе исследования данной темы была выявлена необходимость и значимость использования гидродинамических технологий в процессе бурения и ремонта скважин. В статье представлен обзор наиболее распространенных струйных технологий, их устройство и принцип работы, а также выявлены преимущества и недостатки некоторых из них.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Гасс Алексей Сергеевич

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на бурение скважин; 4. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности бурения разведочной скважины с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	1. Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины.
2. Планирование и формирование бюджета строительства скважины.	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности строительства скважины.	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Гасс Алексей Сергеевич		

Продолжение таблицы 4.1

1	2
Забойный двигатель (тип):	-
- в интервале 30-340 м	ВЗД ДГР-240.7/8.55
- в интервале 340-1360 м	ВЗД ДРУ2-178РС
Бурголовка при отборе керна	БИТ 215,9/100 В 913
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

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

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

При расчете принимаются во внимание:

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

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

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

$$T_{\text{б}} = T_{\text{бн}} \cdot h, \quad (4.1)$$

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

h – величина нормативного интервала, метр.

Расчет нормативного времени бурения представлен в таблице 4.2. Нормы времени приняты в соответствии с опытом бурения скважин в настоящее время.

Таблица 4.2 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,025	1,5
1240	0,029	35,96
2010	0,033	66,33
40	0,2	8
Итого		111,79

Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = h/P, \quad (4.2)$$

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

Результаты расчета нормативного количества долот сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале h , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале P , м	n
60	800	0,075
1240	5000	0,248
2010	4000	0,50
40	400	0,10
Итого на скважину		0,923

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

$$N_{\text{сп}} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2d - h)}{2L}, \quad (4.3)$$

$$N_{\text{под}} = \frac{n \cdot h + N_{\text{сп}}}{L}, \quad (4.4)$$

$$T_{\text{сп}} = \frac{N_{\text{сп}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (4.5)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{N_{\text{под}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (4.6)$$

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

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

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

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

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа;

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

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

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [12]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [13].

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в приложении В.

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и обслуживающего персонала, приведенного в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Персонал, занятый при бурении скважины

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

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

Календарное время бурения 318,5 часов или 13,3 суток, с учетом поправочного коэффициента 1,1 – 350,4 часов или 14,6 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 4.5.

Таблица 4.5 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы									
		1			2			3			
Вышкомонтажная	45	■									
			■								
				■		■					
							■				
Буровая	14,6						■				
								■			
Испытания	7,4								■		

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

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

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [14], в части II – на строительные и монтажные работы [15], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [16].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [17] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в приложении Г.

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

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении Г.

Технико-экономические показатели определяются по формулам:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m}, \quad (4.7)$$

где H – глубина скважины, м;

t_m – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{\text{СПО}}}, \quad (4.8)$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k}, \quad (4.9)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине (м):

$$h_{cp} = \frac{H}{n}, \quad (4.10)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

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

$$C_c^{1M} = \frac{C_{cm} - \Pi}{H}, \quad (4.11)$$

Результаты расчета технико-экономических показателей сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3350
Продолжительность бурения, сут.	4,65
Механическая скорость, м/ч	29,96
Рейсовая скорость, м/ч	24,3
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7584,9
Проходка на долото, м	837,5
Стоимость одного метра, руб.	76751,1

Вывод

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 106 852 427,85 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.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Гасс Алексей Сергеевич

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

Тема ВКР

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3350 метров на нефтяном месторождении (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации</p>	<p>Объект исследования: <u>проектные решения для строительства разведочной вертикальной скважины на газонефтяном месторождении.</u></p> <p>Область применения: <u>проект на строительство скважины.</u></p> <p>Рабочая зона: <u>полевые условия.</u></p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: <u>Роторная площадка: Ротор – 1 шт, Клиновой пневматический захват – 1 шт, Универсальный механический ключ – 2 шт, Автоматический ключ бурильщика – 1 шт, Пульт управления – 1 шт, Крюкоблок – 1 шт. Подсвечник – 2 шт. Вспомогательная лебёдка – 1 шт.</u></p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте:</p> <p>– Федеральные законы и постановления правительства;</p> <p>– «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ);</p> <p>– Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p>	<p>Возможные опасные и вредные факторы при строительстве скважины:</p> <p>– Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего;</p>

	<ul style="list-style-type: none"> – Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты; – Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего; – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; – Повышенный уровень вибрации; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Повышенное образование электростатических зарядов; – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – виброизоляционные элементы одежды; – страховочный трос верхового рабочего; – наушники, вкладыши; – респираторы и противопыльные тканевые маски; – защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на селитебную зону: <u>не оказывается в связи с географией работ.</u></p> <p>Воздействие на литосферу: <u>отходы бурения (шлам).</u></p> <p>Воздействие на гидросферу: <u>отходы бурения (буровой раствор, сточные воды).</u></p> <p>Воздействие на атмосферу: <u>выхлопные газы ДВС, газы от сжигания газа при испытании скважин.</u></p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС: <u>лесные пожары; газонефтеводопроявления (ГНВП); взрывы; разрушение буровой установки; опасные метеорологические явления.</u></p> <p>Наиболее типичная ЧС: <u>газонефтеводопроявление (ГНВП).</u></p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			24.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Гасс Алексей Сергеевич		24.02.2023

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 [20].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [21].

Кроме того, работникам предоставляется проезд до места ведения работ за счет организации ведущей работы, время в пути отдельно оплачивается. Также оплачивается: компенсационные выплаты, связанные с режимом и условиями труда (районные коэффициенты сложных климатических условий), стимулирующие выплаты за профессиональное мастерство и выполнение работ в сроки, премирование и т.д.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

- 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» [22]:

- 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 опасных и вредных производственных факторов представлен в приложении Д. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [23]. Основопологающим документом, регулирующим нормы промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности, является «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (далее «ПБНГП») [24].

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Падение объектов на работающего может произойти в результате невыполнения требований безопасности, неквалифицированности членов буровой бригады, а также в случае возникновения неисправности. Падение работающего с высоты может произойти при выполнении работ в сложных метеорологических условиях, неквалифицированности верхового рабочего, а также в результате нарушения техники безопасности. Падение работающего с высоты может привести к тяжелым травмам, вплоть до летального исхода. Для предотвращения возникновения данного фактора в «ПБНГП» [24] указаны необходимые правила работы для верхового рабочего. В ГОСТ 12.4.125-83

приводится основная классификация коллективных средств защиты в том числе от падающих объектов [25].

Мероприятия по предупреждению падений с рабочих площадок проводятся согласно «ПБНГП» [24] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса по ГОСТ Р ЕН 358-2008 [26];
- 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.

Согласно ГОСТ Р 12.3.050-2017 [27] к работам на высоте допускаются работники, признанные годными для выполнения работ на высоте, а также прошедшие специальное теоретическое и практическое обучение в специализированных учебных организациях и имеющие соответствующее удостоверение.

Опасность при наличии движущихся объектов возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. Мероприятия по устранению этого фактора включают в себя проведение инструктажей по ТБ, обеспечение рабочего персонала СИЗ, в частности касками для всего персонала на буровой установке [24].

Источниками опасного фактора на рабочих площадках при строительстве скважины являются: механическое движение свечи бурильных труб во время СПО, механическое движение автоматического ключа бурильщика (АКБ), подъем обсадных колонн с приемных мостков.

При взаимодействии человека с технологическим оборудованием возможно получение травм. Для устранения причин возможных повреждений необходимо руководствоваться ГОСТ 12.2.003-91 [28], в котором приведены основные требования к технологическому оборудованию.

При осуществлении работ в холодное время года необходимо

руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 [29]. Для Красноярского края (климатический регион ІБ) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре -30°C , скорости ветра 8 м/с и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, таким образом, число 10-ти минутных перерывов для обогрева составляет, как минимум, 6 в смену (смена 12 часов). При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются согласно правилам внутреннего распорядка в компании.

На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). Вибрации вызывают поражение нервной и сердечнососудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-2004, согласно которому наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц [30]. Для предупреждения вредного воздействия вибрации используются виброизоляционные элементы одежды.

Шум на рабочем месте возникает в результате работы бурового оборудования (буровые насосы, двигатели машин, дизельные генераторы и пр.). Шумы высокой интенсивности могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (например, разрыв барабанной перепонки с кровотечением). В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 [31] уровень широкополосного шума не должен превышать 80 дБ, а тонального и импульсного – 75 дБ. Для предупреждения вредного воздействия шума используются наушники и вкладыши.

Для предотвращения поражений электрическим током необходимо оборудовать рабочие места и технологическое оборудование, несущее угрозу получения работником поражений электрическим током согласно ГОСТ

12.4.124-83 ССБТ [32].

ГОСТ 12.1.019-2017 [33] устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. Для предупреждения поражения электрическим током на буровых проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны осуществляться согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [34].

Работы на буровой производятся круглосуточно, соответственно в ночное время должно быть предусмотрено искусственное освещение. Воздействие недостаточного освещения может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека. Нормы освещенности рабочих мест на буровой нормируются «ПБНГП» [24] и приведены в таблице 5.1. Для предупреждения негативного влияния фактора необходимо, чтобы буровая установка прошла соответствующую процедуру приемки перед началом работ.

Таблица 5.1 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, лк
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 метра, под углом 45-50 Над лебедкой на высоте 4 метра под углом 25-30	100
Щит КИП	Перед приборами	100
Полаты верхового рабочего	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 метров от пола, полатей под углом не менее 500	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700	20
Кронблок	Над кронблоком	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 метров	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 метров	30
Насосный блок – пусковые ящики	На высоте не менее 3 метров	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 метров	75
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 метров	100

Воздействие химических или газообразных агентов может проявляться в процессе приготовления и обработки буровой промывочной жидкости, в процессе затворения тампонажных растворов, при ГНВП и т.д. Загазованность

может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей. Предельно допустимые концентрации вредных веществ и мероприятия по обеспечению безопасности труда приведены в ГОСТ 12.1.007-76 [35]. При работе с реагентами необходимо иметь противопылевые тканевые маски.

5.3 Экологическая безопасность

Для рассмотрения классификации вредного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу источниками загрязнения от буровых работ и мероприятий по обеспечению экологической безопасности была использована РД 51-1-96 [36].

5.3.1 Защита атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферного воздуха вредными веществами происходит на всех этапах строительства. К источникам загрязнения атмосферного воздуха относятся выбросы ДВС и факельная установка. При их работе происходит выброс в атмосферу оксида углерода, оксида азота, углеводородов.

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

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

В качестве нормативных документов защиты атмосферы необходимо руководствоваться РД 52.04.186-89 [37].

5.3.2 Защита гидросферы

Бурение и освоение скважины на нефть и газ производят с соблюдением требований единых технических правил ведения работ при строительстве

скважин и правил охраны поверхностных и подземных вод, утвержденных в установленном порядке. Мероприятия по очистке вод представлены в ОСТ 51-01-03-84 [38].

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

5.3.3 Защита литосферы

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами и т.д.
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) а весь период строительства скважины;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [24].

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ Р 59057-2020 [39].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

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

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

Основными причинами возникновения ГНВП является несоблюдение требований «ЛБНГП» [24]. Возможные причины, из-за которых происходят проявления: недостаточный вес бурового раствора; недостаточный долив бурового раствора в скважины при СПО, газированный буровой раствора, потеря циркуляции.

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

В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

– оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 16 сентября 2020 года N 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации» [40].

5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно «ПБНПП» [5]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно РД 08-254-98 [41].

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

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

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

Выводы

По результатам выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при строительстве скважины. Фактические значения выявленных факторов не

превышают допустимых нормативных значений. Согласно классификации помещений по ПУЭ, буровая установка, а именно роторная площадка, относится к помещениям особой опасности, поскольку зачастую на ней имеется большое количество влаги. Персонал буровой установки должен иметь III группу по электробезопасности. Категорию тяжести труда следует оценивать для таких должностей, как бурильщик и помощник бурильщика, для которых установлена категория ПБ. Буровая установка в целом относится к категории АН по взрывопожарной и пожарной опасности. Строящаяся скважина относится к объектам, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду, к объектам II категории, поскольку на ней еще не осуществляется добыча углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках данной выпускной квалификационной работы были разработаны технологические решения для бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 3350 метров на нефтяном месторождении, основанные на требованиях технического задания.

Конструкция скважины, определенная в проекте, включает в себя колонны: направление, кондуктор и эксплуатационную колонну.

Проведя анализ геологических условий, была разработана оптимальная конструкция скважины. Спуск кондуктора на глубину 1300 метров позволит предотвратить возможное поглощение бурового раствора неустойчивыми пластами.

Диаметр эксплуатационной колонны был определен с учетом производительности скважины и составляет 168,3 мм.

Инструмент, применяемый для разрушения пород, был подобран исходя из категории твердости пород. Для эффективной промывки всех интервалов, была разработана гидравлическая программа, учитывающая геологические особенности и экономические факторы. Подбор компонентов буровых растворов производился с учетом требований к геологическому составу пласта и оптимизации процесса бурения.

Для обеспечения надежности обсадных колонн были проведены расчеты, на основании которых были выбраны оптимальные толщины стенок и группы прочности стали. Разработана схема крепления эксплуатационной колонны с использованием цементировочной техники. При выборе устьевого оборудования ОКК2-35-168x245x324 К1 ХЛ и противовыбросового оборудования ПВО ОП5-350/80x35 учитывались параметры давления опрессовки эксплуатационной колонны, состояние пластового флюида и особенности конструкции скважины. Фонтанную арматуру по схеме АФ1-80/65x35 устанавливают на место демонтированного противовыбросового оборудования после завершения процесса бурения.

Выбор буровой установки для проекта был осуществлен в пользу ЗД-86, так как она идеально подходит для бурения разведочных скважин. Эта установка обладает необходимыми техническими характеристиками, такими как условная глубина бурения и максимальная грузоподъемность.

В процессе разработки специального запроса были проанализированы различные струйные технологии и их использование в бурении скважин. Рассмотрены наиболее распространенные струйные технологии, изучены их устройство и принцип работы, а также определены преимущества и недостатки некоторых из них.

Рассмотрены вопросы обеспечения безопасности труда в рабочей зоне, сохранения экологической чистоты и предотвращения чрезвычайных ситуаций.

В разделе, посвященном экономическим аспектам, представлены расчеты продолжительности строительства скважины, составлен календарный план-график работ, а также определена сметная стоимость строительства скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Самохвалов М.А. Заканчивание скважин. методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03. 01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 92 с.
2. Епихин А.В. 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») / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 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. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины/ А.В. Ковалев. - Томск: 2018. - 16 с.
5. Лекция "Бурение и освоение нефтяных и газовых скважин. Технологии ПРС и КРС Автор: Епихин А.В. [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: http://portal.tpu.ru/SHARED/e/EPIKHIN/eng/Pedagogics/Tab/Lecture_DrillDev_8.pdf
6. Большая энциклопедия нефти и газа. Гидромониторное бурение [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <http://www.ngpedia.ru/id182390p1.html>
7. Большая техническая энциклопедия. [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <http://qps.ru/YqjEI>
8. Студопедия. Механические методы воздействия на пласт [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <https://studopedia.info/5-109711.html>
9. Лекция "Перфорация скважины и вызов притока Автор: Ковалев А.В. [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <https://ppt-online.org/340698>

10. Применение наддолотного эжекторного насоса ЭЖГ [Электронный ресурс] // [сайт]. URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2022-09/42>
11. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 13.05.2023).
12. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 13.05.2023).
13. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).
14. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.
16. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
17. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».
18. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 13.05.2023).
19. Письмо госстроя сср от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в

строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа:
<https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 13.05.2023).

20. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018). Статья 47. Порядок разработки проекта соглашения и заключения соглашения.

21. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин".

22. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)

23. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

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

25. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.

26. ГОСТ Р ЕН 358-2008 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Средства защиты втягивающего типа. Общие технические требования. Методы испытаний.

27. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.

28. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

29. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

30. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда

(ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

31. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

32. ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.

33. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

34. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

35. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

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

37. РД 52.04.186-89 Руководство по контролю загрязнения атмосферы.

38. ОСТ 51-01-03-84. Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтедобыче. Основные требования к качеству очистки.

39. ГОСТ Р 59057-2020 Охрана окружающей среды. Земли. Общие требования по рекультивации нарушенных земель.

40. Постановление Правительства РФ от 16 сентября 2020 года N 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

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

Приложение А

(Обязательное)

Проектирование и расчет компоновок буровой колонны

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

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Сум. вес, т
Бурение под направление (0–60 м)					
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	0,65	393,7	-	0,163
2	Переводник М152хМ171	0,52	225	100	0,093
3	КЛС-390 М	1,6	390	80	0,515
4	Переводник М171хН161	0,54	225	73	0,061
5	УБТС2-203х100 Д	18	203	100	3,852
6	Переводник М161хН163	0,53	225	76	0,090
7	Обратный клапан	0,37	240	80	0,043
8	Переводник М163хН162	0,52	225	76	0,087
9	СБТ ТБПК 127х9,19 л	До устья	127	108	1,162

Таблица А.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–1300 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Сум. вес, т
Бурение под кондуктор (60–1300 м)					
1	PDC 295,3 НьюТек Сервисез	0,3	295,3	-	0,110
2	Переводник M152xM152	0,52	240	-	0,093
3	К 295,3 МС	0,90	295,3	185	0,114
4	Переводник M171xH152	0,52	225	80	0,060
5	ДГР-240.7/8.55	9,975	240	-	2,432
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	0,105
7	Клапан обратный КОБ-240РС	0,37	240	55	0,043
8	Переводник M152xH163	0,521	225	101	0,087
9	К 295,3 МС	0,90	295,3	185	0,114
10	Переводник M163xH161	0,521	225	101	0,087
11	УБТС2-203x100 Д	12	203	100	2,568
12	Переводник M161xH147	0,52	225	100	0,060
13	УБТС2-178x80 Д	24	178	90	3,744
14	Переводник M147xH162	0,53	225	100	0,063
15	СБТ ТБПК 127x9,19 л	До устья	127	108	38,961

Таблица А.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1300–3350 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Сум. вес, т
Бурение под эксплуатационную колонну (1300–3350)					
1	PDC 215,9 FD 399MH-A105	0,30	215,9	-	0,044
2	Переводник М117хМ133	0,47	172	-	0,037
3	Калибратор К 215 С	0,40	215	70	0,058
4	Переводник М133хН117	0,46	172	80	0,030
5	ДРУ2-178РС	5,0	178	-	1,669
6	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	0,103
7	Клапан обратный КОБ-172РС	0,93	172	55	0,098
8	Переводник М147хН133	0,51	172	78	0,031
9	УБТС2 178х80 Д	42	178	90	6,552
10	Переводник М133хН147	0,53	171,4	80	0,063
11	СБТ ТБПК 127х9,19 л	До устья	127	108	102,981

Таблица А.4 – КНБК для отбора керна (3300–3340 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3300	3340	БИТ 215,9/100 В 913	25	0,2
		КИ 2.2. 172/100	1500	14,6
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-165	4080	30
		Переводник П-147/162	63	0,527
		СБТ ТБПК 127х9,19 л	102839	3294
Σ			108547	3340

Приложение Б

(Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Б.1 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаков-ка, ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)	25	62,6	3	298,8	12	208,4	8	569,9	23
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	62,6	3	298,8	12	416,9	17	778,3	32
Глинопорошок ПБМБ	Структурообразователь	1000	3757,9	4	3585,9	4	-	-	7343,8	8
ГАММАКСАН	Структурообразователь	25	-	-	-	-	1459,1	59	1459,1	59
РАС HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	119,5	5	-	-	119,5	5
РАС LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	35,9	2	-	-	35,9	2
Амилор	Понизитель фильтрации (водорастворимый модифицированный крахмал)	25	-	-	-	-	7086,9	284	7086,9	284
Reolub	Смазочная добавка	172	-	-	1494,1	9	8337,6	49	9831,7	58
ATREN SL	Ингибитор набухания глин	1000	-	-	-	-	5000	5	5000	5
APR	Предотвращение пенообразования	25	-	-	-	-	166,8	7	166,8	7

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Комплексный ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	20	-	-	298,8	15	-	-	298,8	15
Барит	Утяжелитель	1000	10593,6	10	58209,4	59	-	-	68803	69
Мел	Утяжелитель	1000	-	-	-	-	38656,1	39	38656,1	39

Таблица Б.2 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3350 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	60	60	393,7	-	1,47	10,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,14$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 6,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 55,7$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 62,6$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 27,9$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
60	1300	1240	295,3	306,9	1,23	108,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 2,07$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 64,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 5,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 153,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 226$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 198,1$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 0$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1300	3350	2050	215,9	228,7	1,14	139
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,26$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 55$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 10,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 282,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 349$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 349$

Приложение В

(Обязательное)

Определение рейсовой, механической, технической и коммерческой скорости бурения.

Таблица В.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	393,7 НьюТек Сервисез	0	60	800	0,025	60	0,075	1,5	0,2	1,70
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:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	15,25
Ремонтные работы (ЕНВ)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,64
Смена вахт (ЕНВ)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,10
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	15,99
Бурение под кондуктор	295,3 НьюТек Сервисез	60	1300	5000	0,029	1240	0,248	35,96	6,08	42,04
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

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Смена обтираторов (ЕНВ)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,40	
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	82,69	
Ремонтные работы (ЕНВ)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2,24	
Смена вахт (ЕНВ)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	0,50	
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	85,43	
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 FD 399МН-А105	1300	3300	4000		0,033	2000	0,50	66	20,8	86,8
Привязочный каротаж											1,24
Отбор керн	БИТ 215,9/100 В 913	3300	3340	400		0,2	40	0,10	8	9,24	17,24
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 FD 399МН-А105	3340	3350	4000		0,033	10	0,003	0,33	2,11	2,44
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:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	205,28
Ремонтные работы (ЕНВ)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	8,64
Смена вахт (ЕНВ)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	3,20
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	217,12
Итого по колоннам:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	318,54

Приложение Г

(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Таблица Г.1 – 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	0,2	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
Каустическая сода	т	140,3	–	–	0,1	8,8	0,3	41,9	0,2	29,2
Кальцинированная сода	т	284,6	–	–	0,1	17,8	0,3	85,0	0,4	118,6

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Глинопорошок ПБМБ	т	124,8	–	–	3,8	469,0	3,6	447,5	–	–
ГАММАКСАН	т	738,7	–	–	–	–	–	–	1,5	1077,8
РАС HV	т	681,6	–	–	–	–	0,1	81,5	–	–
РАС LV	т	472,9	–	–	–	–	0,03	17,0	–	–
Амилор	т	176,1	–	–	–	–	–	–	7,1	1248,0
Reolub	т	315,2	–	–	–	–	1,5	470,9	8,3	2628,0
ATREN SL	т	412,5	–	–	–	–	–	–	5,0	2062,5
APR	т	537,1	–	–	–	–	–	–	0,2	89,6
Комплексный ПАВ	т	168,4	–	–	–	–	0,3	50,3	–	–
Барит	т	78,3	–	–	10,6	829,5	58,2	4557,8	–	–
Мел	т	64,9	–	–	–	–	–	–	38,7	2508,8
Итого затрат зависящих от времени, руб			8747,5		1760,8		8219,9		28064,2	
Затраты, зависящие от объема работ										
393,7 НьюТек Сервисез	шт	1985,8	–	–	0,0	74,5	–	–	–	–
295,3 НьюТек Сервисез	шт	1522,2	–	–	–	–	0,1	94,4	–	–
215,9 FD 399MH-A105	шт	5254,1	–	–	–	–	–	–	0,2	1221,7
БИТ 215,9/100 В 913	шт	4462,8	–	–	–	–	–	–	0,2	1004,2
Калибратор КЛС 390 М	шт	890,9	–	–	0,0	33,4	–	–	–	–
Калибратор КЛС 293 МС	шт	564,9	–	–	–	–	0,1	35,1	–	–
Калибратор КЛС 215 С	шт	315,1	–	–	–	–	–	–	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		1868,6		8349,3		30363,4	
Всего по сметному расчету, руб			49328,8							

Таблица Г.2 – 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	138,1	1,0	138,1	–	–	–	–
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	82,13	–	–	1,0	82,13	–	–
БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	шт	78,61	–	–	–	–	1,0	78,61
ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	шт	43,5	3,0	130,5	–	–	–	–
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	38,4	–	–	15,0	576	–	–
ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	шт	20,1	–	–	–	–	76,0	1527,6
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	417,1	1,0	417,1	–	–	–	–
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	325,8	–	–	1,0	325,8	–	–
ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	шт	262,4	–	–	–	–	1,0	262,4
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	131,5	1,0	131,5	–	–	–	–
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15	–	–	1,0	59,15	–	–
ПРП-Ц-В/Н-168 («Уралнефтемаш»)	шт	22,3	–	–	–	–	2,0	44,6
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	2791	1,0	2791	–	–	–	–
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2645	–	–	1,0	2645	–	–
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	1920	–	–	–	–	1,0	1920

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Итого затрат зависящих от времени, руб			4696,2		6797,1		7828,7	
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324x8,5 Д	м	28,53	60	1711,8	–	–	–	–
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	24,43	–	–	1300	31759	–	–
Обсадные трубы 168x10,6 Д	м	25,86	–	–	–	–	100	2586
Обсадные трубы 168x8,9 Д	м	21,82	–	–	–	–	3250	70915
Портландцемент тампонажный ПЦТ-II-100	т	72,3	10,3	744,7	8,5	614,6	21,2	1532,8
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-IIIоб(4-6)-100	т	45,4	–	–	11,4	517,6	15,2	690,1
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	139,1	2,0	278,2	3,0	417,3	6,7	932,0
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,5	3,1	20,0	27,1	174,8	7,2	46,4
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	38,4	1,0	38,4	1,1	42,2	0,3	11,5
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	91,3	1,0	91,3	1,0	91,3	1,0	91,3
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,1	–	–	–	–	1,0	80,1
Пробег ЦА-320М	км	35,2	3,0	105,6	9,2	323,8	19,6	689,9
Пробег УС6-30	км	41,7	1,0	41,7	3,0	125,1	5,0	208,5
Пробег КСКЦ 01	км	38,4	–	–	–	–	2,0	76,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	18,9	–	–	16,0	302,4	24,0	453,6
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			3031,7		34368,1		78314	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб						115713,7		
Всего по сметному расчету, руб						135035,7		

Таблица Г.3 – 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	153 673	13 142 114.96
	Итого по главе 1	153 673	13 142 114.96
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	178 361	15 253 432.72
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	13 827	1 182 485.04
	Итого по главе 2	192 188	16 435 917.76
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	49 328,8	4 218 598.98
3.2	Крепление скважины	135 035,7	11 548 253.06
	Итого по главе 3	184 364,5	15 766 852.04
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	27 691	2 368 134.32
	Итого по главе 4	27 691	2 368 134.32
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	23 326,1	1 994 848.07
	Итого по главе 5	23 326,1	1 994 848.07
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	18 676,5	1 597 214.28
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	1 383	118 274.16
6.3	Эксплуатация котельной установки	42 927	3 671 117.04
	Итого по главе 6	62 986,5	5 386 605.48
	ИТОГО прямых затрат	644 229,1	55 094 472.63
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	161 057,3	13 773 620.30
	Итого по главе 7	161 057,3	13 773 620.30
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 5% на итог прямых затрат и накладных расходов	40 264,3	3 443 402.94
	Итого по главе 8	40 264,3	3 443 402.94
	ИТОГО по главам 1-8	845 550,7	72 311 495.86
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	126 832,6	10 846 723.95
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	37 204,2	3 181 703.18
9.3	Северные надбавки 2,98%	25 167,4	2 152 316.05
9.4	Лабораторные работы 0,15%	1268,3	108 465.02
9.5	Промыслово-геофизические работы	-	4 200 000,00
9.6	Услуги по отбору керна	-	3 800 000,00
9.7	Транспортировка керна	-	130 000,00

Продолжение таблицы Г.3

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	190 472,5	16 289 208.20
	ИТОГО по гл 1-9	1 036 023,2	88 600 704.06
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 691,1	144 622.87
	Итого по главе 10	1 691,1	144 622.87
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 2,4% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	24 905	2 129 875.60
	Итого по главе 12	24 905	2 129 875.60
ИТОГО		1 062 619,3	90 875 202.53
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			90 875 202.53
НДС, 18%			16 357 536,46
ВСЕГО с учетом НДС			107 232 739

Приложение Д

(Обязательное)

Социальная ответственность

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

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха	ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)
Повышенное образование электростатических зарядов	ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности
Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего	ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация ГОСТ Р ЕН 358-2008 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Средства защиты втягивающего типа. Общие технические требования. Методы испытаний

