

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2840 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2840)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Лехнер Андрей Владимирович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.,		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент; Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Лехнер Андрей Владимирович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2840 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)
Утверждена приказом директора (дата, номер) 08.02.2022 №39-39/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область)
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 промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);

	<ul style="list-style-type: none"> • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Многоствольные скважины
Перечень графического материала:	1. ГТН (геолого-технический наряд).
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Ассистент, Старший преподаватель, Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Анализ техники и технологии для строительства многоствольных скважин	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель ВКР:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Лехнер Андрей Аладимирович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Лехнер Андрей Владимирович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Бурение нефтяных и газовых скважин
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Линейный график выполнения работ
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сметный расчет стоимости выполняемых работ; сводный сметный расчет

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Линейный календарный график выполнения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.02.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.,		28.02.2022г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Лехнер Андрей Владимирович		28.02.2022г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Лехнер Андрей Владимирович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2840 метров на нефтяном месторождении (Тюменская 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 нефтяном Тюменском 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>участок буровых работ, буровая установка.</u></p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <u>механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.</u></p>
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.05.2021)– Глава 47, части 4. - Федеральный Закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 №173-ФЗ. - Постановление правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет». - ГОСТ 12.2.033-78. «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» - ГОСТ 12.2.032-78. «Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»
<p>2. Производственная безопасность при</p>	<p>Возможные опасные и вредные факторы при строительстве скважины:</p>

<p>эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p>	<p>Вредные факторы: - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; Опасные факторы: - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; - работы на высоте. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты: - виброизоляционные элементы одежды; - наушники, вкладыши; - вентиляция; - респираторы и противопыльные тканевые маски; - защитная каска, защитные очки, защитные сапоги</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: <u>не оказывается в связи с географией работ.</u> Воздействие на литосферу: <u>отходы бурения (шлам).</u> Воздействие на гидросферу: <u>отходы бурения (буровой раствор).</u> Воздействие на атмосферу: <u>выхлопные газы ДВС.</u></p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС: <u>техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); природного характера (лесные пожары; взрывы ГСМ; разрушение буровой установки.</u> Наиболее типичная ЧС: <u>Пожаровзрывоопасность.</u></p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент; Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Лехнер Андрей Владимирович		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страниц без учета приложений, 6 рисунков, 43 таблицы, 44 литературных источника, 7 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, буровой раствор, нефть.

Цель работы является проектирование и строительства разведочной скважины глубиной 2840 метров.

В процессе выполнения работы были спроектированы технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2840 м с отбором керна в интервале продуктивного пласта, на месторождении Тюменской области.

Разработаны мероприятия по организации строительству, охране труда и окружающей среды.

Все технологические решения для строительства скважины данной в работа исполнены с учетом современных достижений в области техники и технологии сооружения нефтегазовых скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

БУ – буровая установка;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	13
1 Горно-геологические условия бурения скважины	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	14
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	14
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 Технологическая часть проекта	16
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	16
2.2 Проектирование конструкции скважины	16
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	16
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	16
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	18
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.3 Проектирование процессов углубления скважины.....	20
2.3.1 Выбор способа бурения.....	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	20
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	22
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	22
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	23
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	24
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	25
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	26
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	29
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	29
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	30
2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность	30
2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений	31

2.4.1.2	Расчёт внутренних избыточных давлений.....	32
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине.....	33
2.4.2	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	34
2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	34
2.4.3.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн	34
2.4.3.2	Расчет объёмов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора	35
2.4.3.3	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	36
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	37
2.4.4.1	Выбор жидкости глушения	37
2.4.4.2	Выбор типа фонтанной арматуры.....	38
2.4.4.3	Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	38
2.4.4.4	Выбор пластоиспытателя	39
2.5	Выбор буровой установки	40
3	Анализ техники и технологии для строительства многоствольных скважин..	41
	Введение.....	41
3.1	Преимущества многоствольных скважин	42
3.2	Риски строительства многоствольных скважин	44
3.3	Классификация TAML.....	45
3.4	Тенденции развития строительства многоствольных скважин.....	49
	Вывод.....	53
4	Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение	56
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия ПАО «Сургутнефтегаз» г. Сургут.....	56
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия.....	56
4.2	Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины.....	57
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	57
4.2.2	Линейный календарный график выполнения работ	60
4.3	Расчет сметной стоимости строительства скважины.....	61

5 Социальная ответственность.....	63
5.1 Введение.....	63
5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	64
5.3 Производственная безопасность.....	64
5.3.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	65
5.4 Экологическая безопасность.....	69
5.4.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду.....	69
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	71
5.5.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин.....	71
5.5.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС	72
Вывод.....	73
Заключение	75
Список литературы	76
Приложение А	81
Приложение Б.....	87
Приложение В.....	88
Приложение Г	94
Приложение Д.....	100
Приложение Е.....	102
Приложение Ж.....	110

ВВЕДЕНИЕ

Экономику Российской Федерации невозможно представить без нефтегазовой отрасли. Добыча, переработка и перепродажа составляет больше трети всех доходов российской бюджетной системы. Запасы нефти и газа истощаются с каждым годом и становятся трудноизвлекаемые. На сегодняшний день стал актуальный вопрос о модернизации как существующих, так и в поиске новых технологий добычи ресурсов.

Самым важным и сложным этапом любого месторождения углеводородов является строительство скважин, от успешного решения этой задачи в дальнейшем зависит эффективность эксплуатации скважины.

Разрез проектируемой скважины показывает, преимущественно сложен глинами, песчаниками, а также переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Преимущественно породы мягкие и средней твердости. В разрезе присутствуют один нефтяной и четыре водоносных горизонта, которые не пересекаются. Все пласты имеют одинаковое пластовое давление. Максимальная температура достигает 97,20 °С.

В интервале продуктивного нефтяного пласта ожидаются нефтегазоводопроявления, обвалы и осыпи стенок скважины и поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо придерживаться высокой скорости бурения и контролировать репрессию на пласт, а также проектировать ясс в компоновку низа бурильной колонны.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 2840 м на месторождении Тюменской области с учетом данных горно-геологических условий. Также были разработаны оптимальные технические и технологических решений направленные на качества строительства скважины.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Стратиграфическая характеристика разреза смотреть Таблица приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.1 приложения А.

В таблице А.2 приложения А. представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице А.3 приложения А.

Разрез скважины сложен породами мягкими, мягко средними и средними горными породами, следовательно необходимо проектировать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

Продуктивный горизонт 2754 – 2810 сложен переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины тёмно-серые, местами битуминозные. Аномально высокие пластовые давления отсутствуют.

Наибольшее значение градиента давления гидроразрыва, равняется 2,15 Мпа/м.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения представлены в таблице Б.1 приложение Б.

В разрезе представлен одним нефтеносный и три водоносных пласта. Проектирование скважины производится для эксплуатации нефтеносного интервала 2754 - 2810 м. Конструкция скважины проектируется таким образом,

что неизбежно вскрытие всех водоносных горизонтов в процессе бурения.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.4 приложения А.

Самыми распространенными осложнениями являются осыпи и обвалы. Поэтому необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и низкую водоотдачу. Также по всему разрезу присутствуют прихватоопасные зоны. Для предупреждения прихватов необходимо вводить в буровой раствор смазочные добавки, поддерживать вязкость и СНС на минимально допустимом уровне.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

Основной задачей при проектировании конструкции скважины является определение необходимого количества обсадных колонн для крепления ствола скважины и глубина спуска каждой колонны, согласование диаметров обсадных колонн и долот. Необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Для вертикальных и наклонно-направленных скважинах, где предусмотрены работы по перфорации скважины или испытания пласта в закрытом стволе, необходимо проектировать забой закрытого типа. Данный способ заканчивания позволяет добиться качественного крепления стенок скважины, избежать заколонных перетоков, является наиболее экономичным и менее трудозатратным.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений наглядно показывает изменение

градиентов пластовых давлений на всей глубине скважины, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

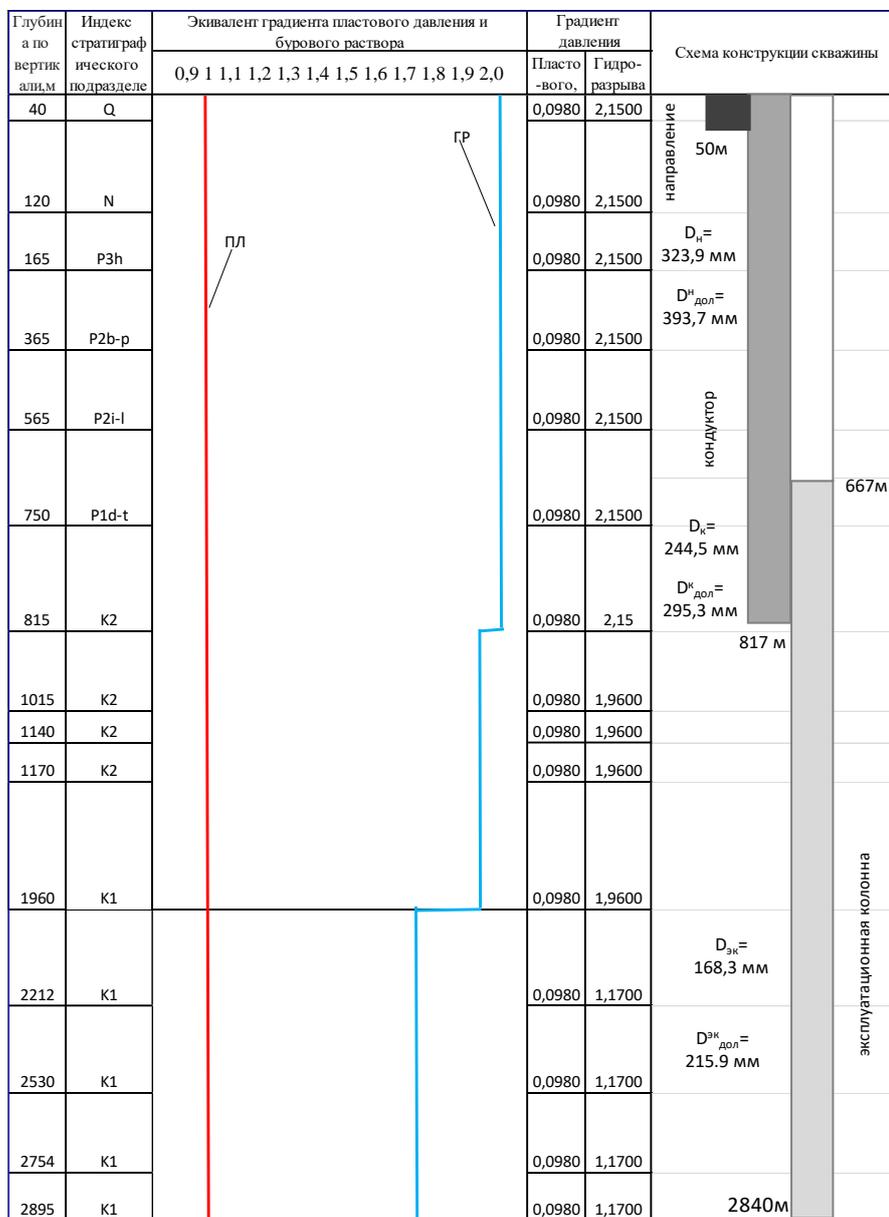


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и конструкция скважины

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. Направление опускаем на глубину 50 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.

Кондуктор спускаем на глубину 817 м для перекрытия интервала неустойчивых глин и перекрытия поглощений бурового раствора.

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 2840 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2], предусматриваются следующие интервалы цементирования представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Интервалы цементирования

Наименование колонны	Интервалы установки, м				Интервалы цементирования, м	
	По вертикали		По стволу		По стволу	
	От	до	от	до	от	До
Направление	0	50	0	50	0	50
Кондуктор	0	817	0	817	0	817
Эксплуатационная колонна	0	2840	0	2840	667	2840

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 ЭК соответствует диаметры обсадных колонн и долот представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Диаметры обсадных колонн и долот

Наименование колонны	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Направление	50	323,9	393,7
Кондуктор	817	244,5	295,3
Эксплуатационная	2840	168	215,9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Для начала необходимо произвести расчеты в MS Excel. Произведя расчеты, мы выясним такие параметры, как: давление опрессовки колонный, давление необходимое для ликвидации ГНВП, максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, пластовое давление в кровле продуктивного пласта и высоту столба газа при закрытом устье.

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$:

По расчетам в MS Excel было получено максимальное устьевое давление $P_{му} = 10$ Мпа. Исходя из этого, выбираем тип колонной головки и превенторного оборудования.

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: ОКК1-21-168x245 К1 ХЛ.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент ОП5-230/80*21.

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа и параметров породоразрушающего инструмента, типов бурового раствора, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

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 совмещённый (ротор + винтовой забойный двигатель) для создания необходимой частоты вращения для обеспечения максимальной механической скорости. Данные по способам бурения предоставлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	817	ВЗД
817	2840	ВЗД
2745	2820	Роторный

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. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-817	817-2840
Штифр долота		Ш 393,7 М-ЦГВ (Глубур)	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 215,9 ВТ 613
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		0,53	0,41	0,34
Масса, кг		161	83	46
G, тс	Рекомендуемая	7-24	2-10	2-10
	Максимальная	24	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	80-400	60-400
	Максимальная	300	400	400

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

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

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

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	0-50	50-817	817-2840
Исходные данные			
Порода	М	МС	С
D_d , см	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$, тс	24	10	10
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, тс	19,2	8	8
$G_{проект}$, тс	3	6	8

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 3 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		0-50	50-817	817-2840
Исходные данные				
V _л , м/с		3,4	2	2
Порода		М	МС	С
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		165	129	177
n _{стат} , об/мин		40-60	100-180	140-200
n _{проект} , об/мин		60	140	180

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике [1], обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-50 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 Г.6 приложение Г.

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

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

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

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-817	817-2840
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		29	59	78
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		314,96	236	173
M _р , Н*м		1631,38592	2322	2259
M _о , Н*м		196,85	148	108
M _{уд} , Н*м/кН		48,744	37	27

Для интервала бурения 50 - 817 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС 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 Д-172.34 IDT, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240РС	0-817	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
ДРУ2-178РС	817-2840	178	5,0	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблице В.1 приложения В.

В таблице В.2 приложения В представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате и коэффициенты запаса прочности бурильных труб.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Так как разрез скважины представлен терригенными породами, и в основном это породы глинистого типа (глины, аргиллиты, алевролиты), то бурение целесообразно вести на глинистом буровом растворе. Для выбора типа и свойств буровых растворов производится группировка интервалов бурения по свойствам проходимых пород с учетом $\alpha_{пл}$ и $\alpha_{грп}$.

Направление. Интервал (0 - 50м): бурение верхних четвертичных и палеогеновых отложений, представлены суглинками, рыхлыми глинами, супесями, торфяниками.

Во избежание интенсивных осыпей и обвалов стенок скважины необходимо иметь достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяют барит.

Кондуктор. Интервал (50 - 817 м.): данный интервал в основном сложен глинами, песками и опоками. При бурении данного интервала используется полимер-глинистый раствор. Предназначен для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в различных отложениях.

Полимер - глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород.

Эксплуатационная колонна. Интервал (817 - 2840м.): бурение отложений

глины, песчаники, алевролиты и чередующихся с более твердыми породами (аргиллиты, алевролиты, глины) производится на прежнем полимер-глинистый растворе.

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. Данные проблемы решаются с использованием полимер-глинистого бурового раствора.

Данный буровой раствор обрабатывается утяжелителем барит для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам снижение коэффициента трения.

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения представлены в таблице 2.9 - таблице 2.10.

Таблица 2.9 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения интервала 0-50 м.

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Понижитель вязкости	Разжижитель	0,5-1,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	1,6

Таблица 2.10 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения интервалов 50 - 817 , 817-2840 м.

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15
Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5
Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	К – 8,31; Т.к – 6,36.

Технологические параметры бентонитового и полимерглинистого растворов приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Технологические показатели буровых растворов

Параметр	Значение параметра		
	Бентонитового раствора	Полимерглинистый раствор	Полимерглинистый раствор
Тип бурового раствора	Бентонитового раствора	Полимерглинистый раствор	Полимерглинистый раствор
Плотность, г/см ³	1,2	1,15	1,05
Условная вязкость, с	50 и выше	20-35	20-35
Пластическая вязкость, сПз		10-18	10-18
ДНС, дПа		40-80	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа		10-30/20-60	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12	6-10	6-10
pH		8-9	8-9
Содержание песка, %	< 2	< 1,5	< 1,5
Плотность, г/см ³	1,2	1,15	1,05

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Г.

В таблице Г.1 приложения Г представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора

В таблице Г.2 приложения Г представлены результаты расчета потребного количества химически реагентов.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Для поддержания требуемого расхода бурового раствора выбираем два трехпоршневых насоса УНБТ-750. Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении «БурСофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблице Г.3 - Г.5 приложения Г.

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2754 - 2810 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше-ниже прогнозируемой вертикали, вследствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

- интервал отбора керна 2745 - 2820 м.

Для бурения интервала под отбор керна выбираем бурильную головку компании НПО «Буринтех» БИТ 215,9/100 В 913 О. Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2745-2820	Керноотборный снаряд КИ 7.1 195/100	2-5	20-40	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обь}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	863	Глубина скважины, м	2840
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	667	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	200
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	Динамический уровень скважины h_0 , м	1893,33

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

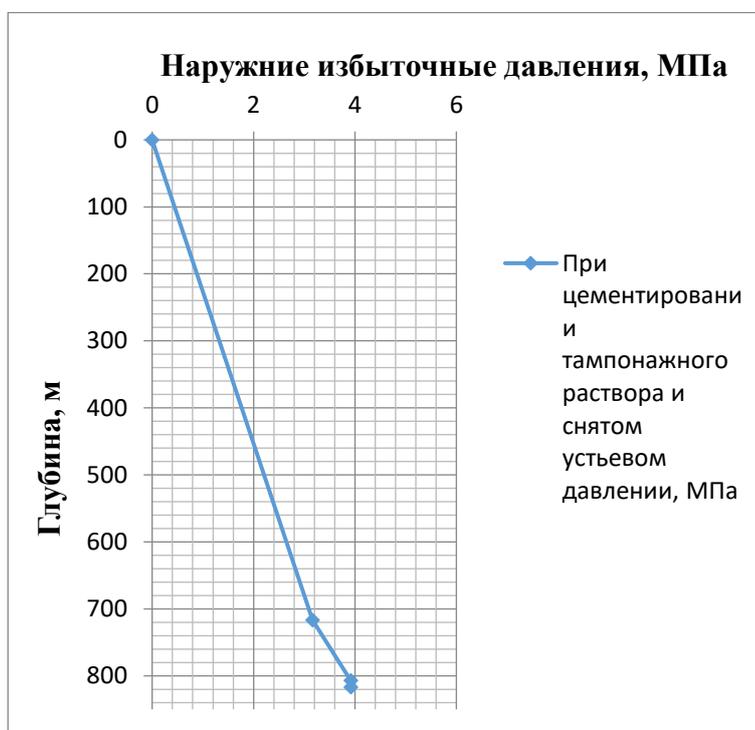


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

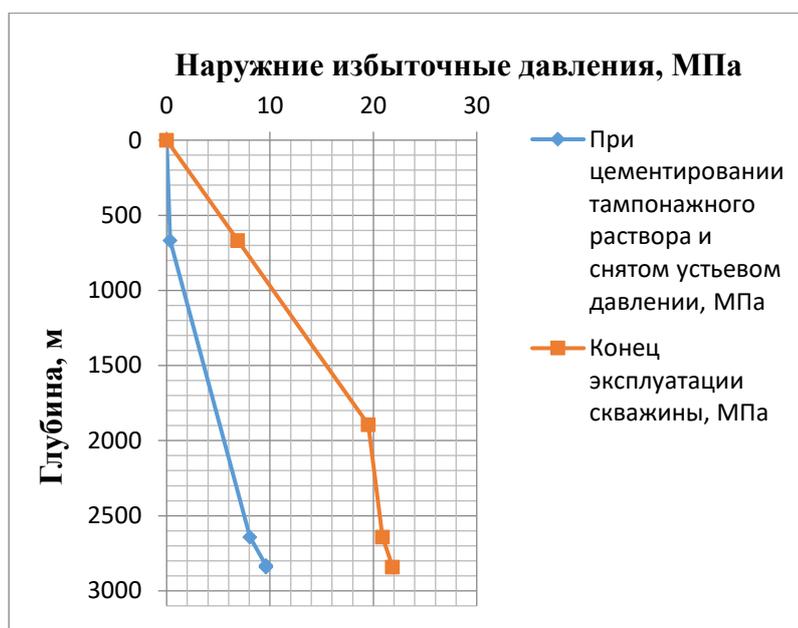


Рисунок 3 – Эпюры наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

2.4.1.2 Расчёт 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.

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

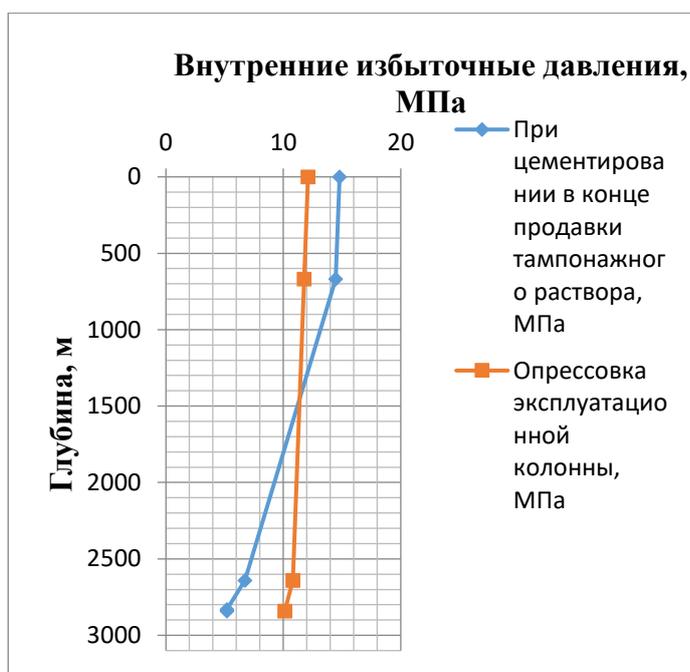


Рисунок 4 – Эшюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

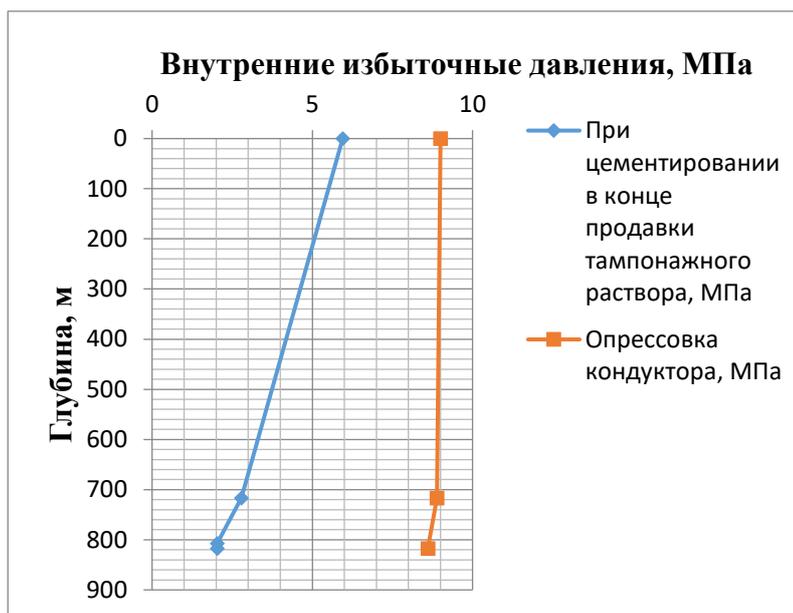


Рисунок 5 – Эшюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Характеристика секций 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	50	0,672	3360	3360	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	817	0,472	38562	38562	0-817
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	1100	0,354	38940	90096	2840-1740
2	ОТТМ	Д	7,3	1740	0,294	51156		1740-0

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для улучшения качества процессов спуска, а также цементирования обсадных колонн принимаем следующую технологическую оснастку представленную в таблице В.3 приложение В.

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.4.3.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 2.1.

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (2.1)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве,

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

$P_{гс\ кп} = 37,54$ МПа.

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве,

$$P_{\text{до кп}} = 2,84 \text{ МПа,}$$

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

Согласно геологическим данным $P_{\text{гр}} = 40,38 \text{ МПа.}$

Производим сравнения давлений $40,38 \text{ МПа} \leq 31,57 \text{ МПа.}$

Условие не выполняется, соответственно необходимо производить прямое двухступенчатое цементирование.

2.4.3.2 Расчет объёмов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора согласно методике, приведенной в методичке [1].

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Количество составных компонентов тампонажной смеси, буферной и продавочной 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	7,05	0,6	1050	0,6	МБП-СМ	112
		6,4		6,4	МБП-МВ	96
Продавочная жидкость	1 ст 54,06 2 ст. 32,47		1000	-	Тех. вода	-
Облегченный тампонажный раствор	1 ст. 18 70 2 ст. 13,1		1400	31,68	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	27 450
					НТФ	17,2
Нормальной плотности тампонажный раствор	6,19		1820	2,46	ПЦТ-II-100	4 912
					НТФ	1,5

2.4.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320,

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30,

В качестве осреднительной установки – УСО-20

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6 \quad (2.2)$$

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».

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности $m_2 = 0,12$ необходима 1 машина УС6-30

Для приготовления облегченного тампонажного раствора $m_2 = 3,2$ необходимо 4 машины УС6-30

Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 1,81 - 2 \text{ УС } 6-30.$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 0,7 - 1 \text{ УС } 6-30.$$

Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке Д.1 - Д.2 приложение Д.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1 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 2.3.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = 1049 \text{ кг/м}^3, \quad (2.3)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0-1200 метров на 10 % ($k = 0,1$), на глубине более 1200 м на 5 % ($k = 0,05$);

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 2.4.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(0 + 51,62) = 103,24 \text{ м}^3 \quad (2.4)$$

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

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

2.4.4.2 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 песчаником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х21.

2.4.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации: пулевая; торпедная; кумулятивная; пескоструйная.

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

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

Протяженности интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта. Технические

характеристики перфорационной системы предоставлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
56	НКТ	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	6

2.4.4.4 Выбор 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 КИИМ-65.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, а затем, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить СПО с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями.

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ - 3000 ЭУК-1М. Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17– Результат расчет выбора буровой установки

БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	95,51	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 95,51
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	90,096	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	180 > 90,096
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	124,2	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	200/124,2 = 1,61 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 АНАЛИЗ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН

Введение

Технология бурения многоствольных скважин не является новой, но также ее нельзя считать достаточно зрелой и разработанной в нефтяной промышленности. В мире сейчас насчитываются тысячи скважин, построенных с применением данной технологии. Сегодня технология многоствольного бурения скважин применяется практически повсеместно, а дальнейшее ее развитие является перспективным.

Несмотря на то, что технология строительства многоствольных скважин была впервые запатентована в США в 1929 г., данный метод бурения скважин продолжает развиваться до настоящего времени.

Целью данной работы заключается в рассмотрении многоствольных скважин и их особенностей.

Для достижения поставленной цели были выдвинуты следующие задачи:

- 1) рассмотреть преимущества многоствольных скважин;
- 2) изучить риски строительства многоствольных скважин;
- 3) рассмотреть классификацию TAML;
- 4) выявить тенденции развития строительства многоствольных скважин.

Объект исследования – многоствольные скважины.

Предмет исследования – особенности бурения многоствольных скважин.

Теоретической базой при написании данного реферата выступили труды отечественных учёных.

Методы исследования: анализ и синтез научной и учебной литературы по теме исследования.

3.1 Преимущества многоствольных скважин

Под термином «многоствольная скважина» понимается скважина, в состав которой входит несколько стволов, отходящих от основного. Преимуществом этого типа бурения является повышенная скорость покрытия. Без многоствольных скважин мировая добыча нефти была бы намного ниже, поскольку зачастую бурение новых скважин с поверхности технически невозможно, или если затраты на проект оказываются неоправданно высокими. Технология многоствольных скважин особенно актуальна для нефтедобывающих платформ (не хватает мест для бурения).

Хотя первые патенты на многостороннюю технологию были поданы в 1920-х годах, этот метод добычи нефти до сих пор находится в стадии разработки. В настоящее время в мире эксплуатируются тысячи многоствольных скважин.

Три основных разновидности таких скважин:

- 1) стандартные эксплуатационные;
- 2) уплотняющие;
- 3) боковые стволы, отходящие от центрального ствола [8 с. 51].

При бурении в правильном месте многоствольная скважина может превзойти несколько обычных скважин. При этом снижаются затраты на строительство, повышается эффективность, а нефть выходит из пласта быстрее и в больших объемах. Грамотное применение технологии многостороннего бурения может улучшить разработку месторождения и повысить коэффициент извлечения нефти. Поэтому экономическая эффективность скважин не вызывает сомнений.

Существует множество способов применения этой технологии. Особенно часто он используется в случаях, когда необходимо исследовать круто наклоненные водоемы. В этих условиях каждая скважина искривляется в своем естественном направлении. Схемы могут быть самыми разными: основная скважина может находиться выше, ниже или в центре по отношению

к боковым стволам. Это приводит к сложной структуре скважины; в каждом конкретном случае многоствольные скважины бурятся по индивидуальному проекту с учетом особенностей коллектора.

Строительство скважин по многосторонней технологии дает следующие преимущества:

1. Общая стоимость работ снижается, так как сначала производится бурение до рабочей глубины, а затем добавляются горизонтальные ответвления.

2. Количество добываемой нефти на одну буровую установку увеличивается, как и экономические показатели.

3. Многократное бурение позволяет разрабатывать пласт на большей площади.

4. Текущие запасы могут быть оценены более точно. Использование многоствольных скважин делает выгодной эксплуатацию даже малодебитных коллекторов.

5. Меньше скважин с поверхности, что снижает негативное воздействие на окружающую среду.

6. Утилизируется меньше бурового раствора и шлама [5, с. 34].

Перспективным решением является строительство многоствольных скважин на базе существующих скважин в водохранилище (для повышения экономической эффективности). Охват разрабатываемых участков увеличивается, а затраты снижаются: база уже существует в виде пробуренных скважин и сопутствующей инфраструктуры.

Для морского бурения практически нет альтернативы многосторонней технологии: первоначальное количество скважин ограничено, а повышение эффективности может быть достигнуто только за счет дополнительных добывающих скважин.

3.2 Риски строительства многоствольных скважин

Основными особенностями строительства колодцев являются:

- Разделение производственных мощностей;
- зависимость проводимых работ от естественных горно-геологических условий;
- динамическая природа природных факторов;
- значительное влияние природных факторов на предмет труда;
- удаленность объекта работ (нефтегазового пласта) и подземной части добычного оборудования от места управления процессом добычи (устья скважины);
- неопределенность исходной информации;
- длительные сроки реализации проекта;
- высокая капиталоемкость производства;
- повышенный инвестиционный риск в проектах строительства скважин [7].

Риски при строительстве скважин обычно классифицируются следующим образом:

- технологические риски, вызванные изменениями в технологии, несоответствием используемых технологий горно-геологическим условиям, специфическими техническими и технологическими условиями, специфическими технологическими рисками, неправильными проектными решениями и ошибками в проектной документации;
- технические риски, вызванные отказом или ухудшением качества и производительности бурового оборудования (буровой насос, ротор, буровые лебедки и т.д.) и систем электроснабжения (линия электропередачи, подстанция линии электропередачи, дизельный электрогенератор);
- горно-геологические риски, связанные с состоянием горных пород, пластовым и горным давлением;

- риски, связанные с человеческим фактором: действия персонала (несчастные случаи, осложнения, возникающие в результате человеческой ошибки).

Недостатки бурения многоствольных скважин:

- технические и технологические трудности при строительстве многоствольных скважин;
- трудности в использовании нескольких сторон производства;
- трудности при проведении геофизических и полевых исследований скважин;
- трудности поддержания пластового давления в процессе разработки [6].

3.3 Классификация TAML

Многоствольное бурение — это новая технология, разработанная после наклонно-направленного бурения, бокового ствола и горизонтального бурения [8]. Эта технология может увеличить площадь нефтеносности, повысить производительность нефтяных скважин и значительно снизить стоимость разработки пласта за счет бурения нескольких боковых скважин в одной скважине. К декабрю 2006 г. во всем мире было пробурено более 8 000 многозабойных скважин, получен значительный экономический эффект [9].

Наряду с быстрым развитием многосторонних технологий, в марте 1997 г. крупнейшие мировые нефтяные компании провели первую многостороннюю конференцию по технологиям «Многостороннее развитие технологий (TAML)» в Абердине, Шотландия. Конференция создала систему классификации TAML в соответствии с тремя характеристиками многозабойной скважины, а именно связностью, изолированностью и доступностью (связность относится к способности соединяться между основным и боковыми стволами; изоляция относится к изолирующей способности между многозабойной скважиной и пластом). после заканчивания; а доступность относится к возможности

повторного доступа к многозабойной скважине), устанавливается система классификации TAML, и рейтинг сложности TAML, определяющий метод заканчивания многозабойной скважины, делится на уровни 1-6S [7] (Рисунок б).

Уровень 1: как в основном, так и в боковых стволах используется заканчивание открытым стволом, операция заканчивания не изолирует каждую продуктивную породу и не может проводить какую-либо обработку по разности внутрислоевых давлений.

Уровень 2: обсадная колонна основного ствола нагнетает цемент для заканчивания, боковой ствол срабатывает в колонне заканчивания, но не связывает основной ствол, цементирование не проводится.

Уровень 3: на основе уровня 2 боковой ствол срабатывает в колонне заканчивания и связывает основной ствол, что обеспечивает связность и доступность.

Уровень 4: как основной, так и боковой ствол нагнетают цемент в обсадную трубу для заканчивания, что обеспечивает механическую поддержку и соединение, интерфейс между многозабойной и основной обсадными колоннами зависит от цемента для герметизации.

Уровень 5: на основе уровня 4 целостность давления на границе раздела реализуется за счет спущенной эксплуатационной колонны и пакера.

Уровень 6: целостность давления на границе раздела реализуется за счет сборного кожуха типа «труссы».

Уровень 6S: большой основной ствол разделен на два малых боковых ствола, что эквивалентно забойному двухколонному устью.

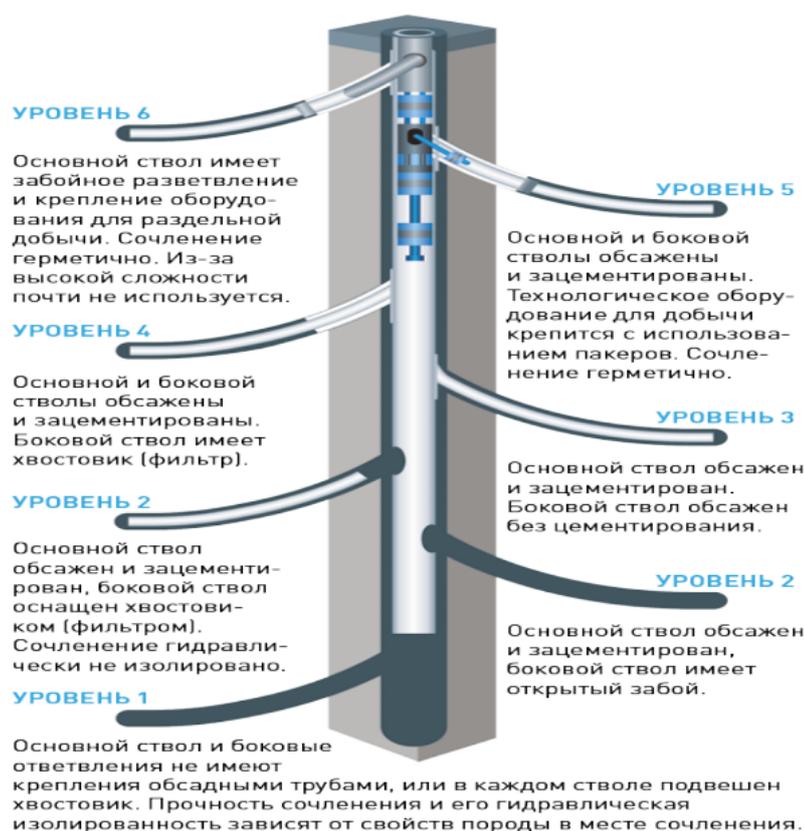


Рисунок 6 – Уровни сложности по TAML

Подобно тому, как разработка горизонтальной скважины зависит от совершенствования техники бурения, развитие многоствольной технологии в основном зависит от совершенствования техники заканчивания. В настоящее время, ввиду многоствольного заканчивания, в большинстве многоствольных скважин в мире используется открытое заканчивание Уровня 1 и 2 и заканчивание с щелевым хвостовиком Уровня 3, в то время как в меньшем количестве скважин используется спуско-подъемное устройство в обсадной колонне и закачка цемента, что связано с тем, что Многосторонняя технология и инструмент 4-го уровня сложны, а риск строительства высок, поэтому пока находится на стадии разработки.

Согласно статистике, из более чем 8 000 многозабойных скважин в мире только 351 скважина соответствует 4 уровню заканчивания [6]. Что касается заканчивания многозабойной скважины уровня 4, резка бокового ствола извлекаемым отклонителем принудительным долотом в основном используется

для бурения новой скважины в стране и за рубежом. Этот клин-отклонитель объединяет местоположение и направление, когда клин-отклонитель спускается в заданное положение, местоположение фиксируется с помощью пакера НКТ и плашки [5]. В настоящее время эти технологии локализации могут привести к некоторым проблемам, связанным с многоствольным заканчиванием скважины TAML 4 во время бурения бокового ствола многоствольной скважины:

После заканчивания многоствольной скважины диаметр штрека основной обсадной колонны значительно уменьшится, что вызовет некоторые трудности в последующей добыче нефти, капитальный ремонт и реформирование нефтяного пласта.

«Выборочный повторный доступ» в боковую скважину затруднен. Причина заключается в том, что в настоящее время международная технология определения расположения боковых скважин в основном использует пакер для насосно-компрессорных труб, скользящее положение или положение на большом расстоянии от верхней до нижней части с обсадной колонной из-за слабого сопротивления осевой силе и большого сопротивления крутящему моменту, а также плохого высокого давления. герметичность пакера НКТ или плашки, закрепленная на якоре плашка приведет к сильному повреждению обсадной колонны; а затяжка обсадной колонны на большие расстояния не может выдерживать большие нагрузки и крутящий момент. Таким образом, эти технологии определения местоположения приведут к неточному ориентированию и затруднениям при обводке и местоположении сработавших инструментов боковой скважины.

Из-за повышенной исследовательской сложности бурения и заканчивания скважин, вызванной малым диаметром штрека, более трех ответвлений уровня 4 непригодны для бурения в малогабаритной основной обсадной колонне. Постоянное усовершенствование и усовершенствование SET делает возможным его применение в многоствольном бурении. В качестве дополнения к многосторонней технологии разработана многосторонняя технология SET-fixing. Эта технология отличается простотой процесса,

большим диаметром штрека после заканчивания и наличием нескольких ответвлений внутри малой скважины по сравнению с другими многоствольными технологиями TAML 4.

3.4 Тенденции развития строительства многоствольных скважин

Концепция SET берет свое начало с 1990-х годов. С тех пор, как компания Shell впервые начала изучать СЭТ во всем мире, эта технология нашла применение во многих аспектах буровой техники и эффективно решила многие проблемы в процессе бурения. Это революционная технология в бурении и добыче нефти [7]. Принцип заключается в том, чтобы секция трубы, изготовленная из специального материала, вызывала пластическую деформацию для изменения наружного и внутреннего диаметра и плотности материала с расширительным конусом, и цель состоит в том, чтобы удовлетворить технические требования к скважине.

Самым большим преимуществом SET является то, что колонна с наружным диаметром меньше, чем внутренний диаметр верхней обсадной колонны, может проводить радиальное расширение в скважине, чтобы разница между внутренним диаметром и внутренним диаметром верхней обсадной колонны была равна нулю или просто толщине стенки, что эквивалентно «сохранению» ствола скважины. диаметр. Таким образом, технология SET может значительно улучшить существующую структуру отверстия [8].

Согласно результатам исследований СЭТ в компаниях Weatherford, Baker Oil Tools, Halliburton, READ, TIW и Enventure, в настоящее время технология СЭТ в основном используется для цементирования хвостовика. Общая протяженность раздвижной трубчатой конструкции, реализованной компанией Enventure, превышает 115,8 км [9]. Благодаря многолетним испытаниям и исследованиям, CNPC освоила технологию SET, которая сначала применялась для многоствольного бурения и заканчивания, поэтому была разработана новая многоствольная технология — многоствольная технология

SET-fixing. В технологии используются все виды инструментов для фиксации с помощью расширяемого в скважине оборудования для установки и определения местоположения во время операций многоствольного бурения, заканчивания, последующей добычи нефти, капитального ремонта и реформирования нефтяных пластов. И технология достигает международного уровня завершения TAML 4.

Ключом многосторонней технологии SET-fixing является скважинно-расширяемое оборудование для установки и локации. Одной из его функций является фиксация местоположения: это эквивалентно изоляции функции анкеровки традиционного отклонителя, с технологией SET расширяемое в скважине оборудование для установки и определения местоположения спускается в нижнее окно резания в основном стволе скважины, оборудование расширяется под гидравлическое давление и прикрепляет внутреннюю стенку корпуса, образуя постоянное и надежное место. Эта функция заменяет обычный способ анкеровки скольжения в последующих операциях многоствольного бурения, все виды инструментов выполняют фиксацию местоположения и работу в соответствии со скважинным оборудованием SET-фиксации; вторая функция - ориентация: при ориентации наклонного устья разность фаз между отклонителем и наклонным устьем может быть определена в соответствии с азимутом, регулируемым направленным боковым стволом, регулировка относительного угла между отклонителем и забойным расширяемым оборудованием и локационным оборудованием может реализовать функция ориентации [10].

Технология SET может применяться для многосторонней фиксации местоположения в скважине, в значительной степени решает проблемы узких мест, вызванные обычной фиксацией местоположения проскальзывания, и дает ряд преимуществ: По сравнению с обычной многосторонней фиксацией местоположения в скважине, установка металлического кольца SET и Место уплотнения имеет большее сопротивление осевой нагрузке, большое сопротивление крутящему моменту, ударопрочность и способность уплотнения

высокого давления, что значительно улучшает способность и надежность многостороннего определения местоположения в скважине и решает проблему «трудного повторного доступа к боковой скважине».

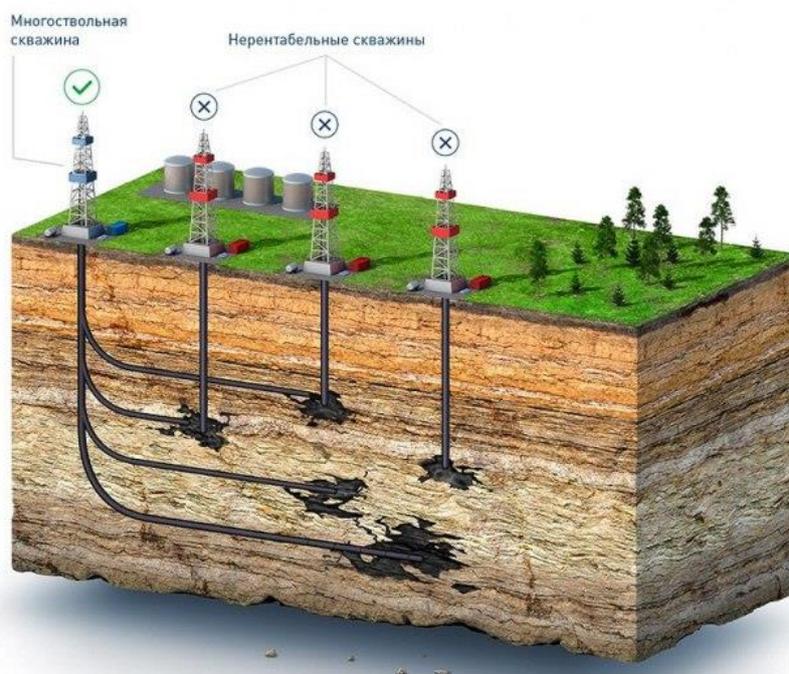


Рисунок 7 – Многоствольная скважина

Расширяемое внутрискважинное локационное оборудование обеспечивает большой диаметр штрека после многоствольного заканчивания скважины, поскольку расширяемая труба с локационным оборудованием крепится к внутренней стенке обсадной колонны, большой диаметр обсадной колонны только уменьшает толщину два SET, диаметр проходки основной обсадной колонны 177,8 мм (7 дюймов) может достигать 138-140 мм после завершения. Таким образом, обычные инструменты для капитального ремонта могут выполнять обычные работы по капитальному ремонту непосредственно через это расширяемое внутрискважинное оборудование для обнаружения труб, даже выполнять внутрискважинные операции по промывке, промывке песка, разрушению и удалению парафина в сочетании с «повторным доступом к боковой скважине». инструменты для отсрочки срока службы многоствольной скважины и повышения производительности многоствольной скважины.

С помощью расширяемого в скважине оборудования для установки и определения местоположения многоствольная скважина может быть пробурена в обсадной колонне малого размера, например, многозабойная скважина может быть пробурена в обсадной колонне диаметром 139,7 мм (5 1/2 дюйма). В соответствии с порядком многоствольного бурения от основания к вершине в основном стволе последовательно размещаются оборудование для определения местоположения SET, многоствольное бурение и цементирование ствола ответвления. После того, как каждая ответвляющаяся скважина последовательно завершает все последовательности строительства, диаметр штрека основной обсадной колонны все еще уменьшает толщину двух SET. Таким образом, технология может быть использована для бурения многих отводов в основной обсадной колонне, при этом диаметр штрека основной колонны не зависит от номера скважины ответвления, при этом количество ответвлений не ограничивается диаметром штрека основной колонны.

Главный ствол бурят параллельно нисходящей рудной зоне с висячего или лежащего бока, а от него бурят дополнительные стволы по 1-й или 2-й технологии. Существуют также бесклиновые технологии с неметаллических искусственных забоев, включая наклонное бурение с естественного забоя, бурение направляющего отверстия с уменьшенным диаметром, бурение при рассверливании в анизотропных пластах. В последнее время технология многоствольных скважин усовершенствовалась благодаря разработке и внедрению боковых соединений, разработке и внедрению скважинных инструментов для 1 2 2 14 многоствольных скважин, разработке многоствольных коллекторов и разработке программного обеспечения для построения экономических моделей для анализа затрат и выгод многоствольных альтернатив [10]. Помимо строительства многосторонних скважин, необходимо уделять внимание обзору этих скважин. На это также стали обращать внимание. Появился даже термин - многосторонняя бригада капитального ремонта скважин. Это оборудование позволяет распознать нужную скважину и направить в нее нужную трубу для разведения скота.

Многостороннее оборудование, находясь внутри скважины, может выполнять различные виды работ: стимуляцию притока, очистку труб. Многосторонние соединения должны выдерживать высокие перепады давления.

Вывод

Многоствольные скважины подходят для морских и подводных операций. Оффшорные платформы часто ограничены слотами; они предназначены для размещения на поверхности конечного числа обсадных колонн и устьев скважин. Если на ранней стадии разработки месторождения оператор обнаружит потребность в большем количестве скважин, чем предусмотрено исходной конструкцией платформы, установка ответвлений от существующего основного ствола обойдется значительно дешевле, чем добавление еще одной платформы. При использовании морских платформ на старых месторождениях необходимость планировать и выполнять работы по закупорке и ликвидации основного ствола, а затем выполнять неглубокие боковые стволы, приводит к сложным и сложным траекториям скважин из мертвых или истощенных скважин, которые не оптимально расположены для достижения намеченной цели. Модернизация оптимально расположенных добывающих скважин для достижения намеченной цели и добычи из нее значительно быстрее и дешевле из-за повторного использования обсадной колонны и цемента, что снижает материальные затраты и время бурения. Для морских месторождений, использующих подводные добычные системы и плавучие добычные сооружения, приобретение и установка дополнительной подводной инфраструктуры для доступа к другим или вновь обнаруженным объектам-коллекторам с использованием добывающих скважин путем установки ответвлений, ответвляющихся от существующего основного ствола, значительно сокращает время и затраты на доступ к этим аккреционным ресурсам. Капитальные и эксплуатационные затраты на морские операции таковы, что стоимость ML и соединений с интеллектуальным мониторингом заканчивания и контролем вкладов отдельных ответвлений невелика по

сравнению с полной стоимостью закупки и установки инфраструктуры промышленной системы добычи.

Во многих районах смешанная добыча, при которой пластовые флюиды из отдельных зон смешиваются в скважине и вытекают единым потоком на поверхность, не допускается или невозможна из-за разницы давлений между зонами. Только соединения TAML уровня 5 или уровня 6 обеспечивают целостность давления, необходимую для предотвращения смешивания потока из бокового и основного ствола; Соединения уровней TAML со 2 по 6 могут использоваться, если скважина включает двойное верхнее заканчивание для разделения потоков потока. В качестве альтернативы, интеллектуальный мониторинг заканчивания и управление добычей в системах контроля бокового или основного ствола также могут использоваться для управления добычей и добычей коллектора.

Соединения могут выйти из строя из-за высокого давления просадки, и инженеры должны понимать масштаб этих давлений при выборе соединения. Поскольку депрессионное давление воздействует непосредственно на пласт в соединениях уровней 1, 2 и 3 по TAML и на цементную оболочку в соединениях 4 уровня TAML, эти соединения следует использовать только в условиях низкой депрессии. Однако важно отметить, что не все конструкции соединений TAML уровня 4 одинаковы. Некоторые из них имеют негерметичные металлические соединения, поддерживающие как боковое, так и основное отверстие, создавая опору для цемента и обеспечивая гораздо более прочное соединение в целом. Другие типы удаляют металл на этапе создания соединения и не обеспечивают поддержку цемента, что приводит к более слабому общему соединению. Соединения TAML Уровней 5 и 6 отделены от пласта механически и гидравлически и могут выдерживать значительное депрессивное давление. Специально разработанные многоступенчатые многоствольные системы для интенсификации притока позволяют проводить интенсификацию под давлением без необходимости соединения уровня 5 TAML. Эти системы временно изолируют соединение во время работы под

высоким давлением, позволяя использовать соединение TAML уровня 2, 3 или 4 без дополнительных затрат и сложности соединения TAML уровня 5 высокого давления.

Возможность повторного ввода бокового ствола для проведения внутрискважинных работ является еще одним соображением при проектировании машинного обучения. Поскольку это направленно-направленный участок, не имеющий соединения, доступ к нижнему стволу почти всегда можно легко получить, используя стандартные методы бурения. Операторы должны принять экономически обоснованное решение на этапе планирования скважины, чтобы включить соединения, обеспечивающие боковой доступ после подъема верхнего заканчивания, доступ через НКТ, соединения, которые можно использовать для обеспечения доступа после установки, или соединения, через которые невозможен доступ к магистральным скважинам. сквозное, боковое или и то, и другое. Если скважина включает в себя более одного ствола, необходимо рассмотреть систему селективного доступа через НКТ.

Решение о развертывании боковых соединений, обеспечивающих полнопроходной или ограниченный доступ, зависит от общей конструкции скважины. Инженеры обычно выбирают полнопроходной доступ, если пакер должен быть размещен ниже соединения или если система механизированной добычи должна быть расположена рядом с нижним стволом. Кроме того, исходя из своих знаний о коллекторе, операторам может потребоваться полнопроходной доступ для выполнения перфорации, интенсификации притока, каротажа, водоизоляции, гравийной набивки, очистки и других ремонтных работ. Полнопроходной доступ может быть адаптирован ко всем соединениям уровня TAML, но должен быть указан перед установкой; некоторые имеющиеся в продаже соединения не допускают или ограничивают доступ к боковому или основному отверстию и не могут быть адаптированы после установки.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия ПАО «Сургутнефтегаз» Тюменской области г. Сургут.

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ПАО «Сургутнефтегаз» - это одна из крупнейших нефтяных компаний России, активно развивающей секторы разведки и добычи нефти и газа, переработку газа и производство электроэнергии, нефтепродуктов. Месторождения и лицензионные участки, на которых Компания в настоящее время ведет геологоразведочные работы расположены в трех нефтегазоносных провинциях — Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской.

ПАО «Сургутнефтегаз» стоит в одном ряду с крупнейшими российскими вертикально интегрированными нефтяными компаниями (ВИНК). По состоянию на 31.12.2020 на ее долю приходится 10,7 % общероссийской нефтедобычи, 6,7 % нефтепереработки в стране, и около 13 % производства попутного нефтяного газа ВИНК России.

В 2019 году объем добычи нефти ПАО «Сургутнефтегаз» составил 54,8 млн. т нефти, производства газа – 9 млрд.м³.

Развитие собственной научной базы и наращивание ее инновационного потенциала является приоритетом ПАО «Сургутнефтегаз» в обеспечении эффективного внедрения современной техники и технологий, модернизации и технического перевооружения производств. Научную поддержку производственной деятельности компании обеспечивают два крупных научных центра – Сургутский научно-исследовательский и проектный институт «СургутНИПИнефть» с отделением в Тюмени и Институт по проектированию

предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности ООО «Ленгипронефтехим».

В 2020 году среднесписочная численность работников составила 11,9 тыс. человек из которых 90,1 % занято в подразделениях сектора разведки и добычи, 7,0 % - в сфере переработке нефти, 2,9 % - в сбытовом секторе.

4.2 Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (4.1):

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \quad (4.1)$$

где $T_{\text{п/вм}}$ – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;

$T_{\text{п/пр}}$ – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;

$T_{\text{п/бк}}$ – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;

$T_{\text{п/оп}}$ – проектная продолжительность испытания, ч;

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют

по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам.

К важнейшим из них относятся:

- единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ);

- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые;

- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин;

- нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчете затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической частей проекта;

- нормы времени на проходку одного метра и нормы проходки на долото;

- справочник для нормирования производимых операций. Расчет времени, затраченного на вышккомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка МБУ 300 ЭУК-1М.

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышккомонтажные работы, является «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения скважин. Часть 3». Суммарное время, затрачиваемое на вышккомонтажные работы, составляет 1368 часов или 57 суток.

Нормативное время на подготовительные работы, которое зависит от глубины бурения скважины, составляет 104 часов или 4,33 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые» [13].

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

При расчете нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам.

В таблице 4.1 представлены данные для расчета СПО и результаты.

Таблица 4.1 – Данные и результаты расчета СПО

Наименование работ	Направление	Кондуктор	ЭК
Количество долблений, n (шт)	0,1	0,2	0,2
Начальная глубина интервала, H ₁ (м)	0	50	817
Конечная глубина интервала, H ₂ (м)	50	817	2840
Длина неизменяемой части инструмента (квадрат, турбобур, удлинитель, долото, УБТ и т.д.), d (м)	14	52	50
Средняя проходка на долото, h (м)	400	3200	3200
Длина свечи, L (м)	25	25	25
Количество спускаемых свечей, N _{сп} (шт)	1	33	113
Количество поднимаемых свечей N _{под} (шт)	17	43	241
Нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, Т1СВ (мин)	2,5	2,5	2,5
Время спуска свечей, ТСП(час)	0,04	1,4	4,7
Время подъёма свечей, ТПОД(час)	0,7	1,8	10,1
Время спуско-подъемных операций, Т _{спо} (час)	18,74		

Также необходимо рассчитать скорости бурения скважины, данные и результаты расчета представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Данные и результаты расчета скоростей бурения скважины

Глубина скважины, Н(м)	2840
Продолжительность механического бурения, t_m (час)	164,4
Время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с	18,42
Календарное время бурения, T_k (час)	554
Количество долот, необходимых для бурения скважины, n(шт)	3
Механическая скорость бурения, V_m (м/час)	17,3
Рейсовая скорость бурения, V_p (м/час)	16,44
Коммерческая скорость, V_k (м/ст.мес)	3691
Средняя проходка на долото по скважине, h_{cp} (м)	710

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [13]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 255 часов или 10,63 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице Е.1 приложения Е.

4.2.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 15 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в таблице 4.3.

Согласно нормативной карте, вышкомонтажные работы составляют 1327 часов или 55,3 суток. Календарное время бурения составляет 372 часов или 165,5 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 255 часов или 10,63 суток.

Таблица 4.3 – Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Количество
Буровой мастер	-	1
Помощник бурового мастера	-	3
Бурильщик	6	4
Бурильщик	5	4
Помощник бурильщика	5	4
Помощник бурильщика	4	4
Электромонтер	5	4
Слесарь	5	2
Лаборант	-	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Продолжительность		Месяцы									
	Часов	Суток	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1.Вышкомонтаж	1368	57										
2.Бурение	372	15,5										
3.Испытание	255	10,6										

4.3 Расчет сметной стоимости строительства скважины

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости строительства скважины.

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

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках

(ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82 Сборник 49» [14], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;

- II часть – строительные и монтажные работы;

- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады; содержание бурового оборудования; химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот; износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации № 640 от 07 июля 2016 года [16] 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 таблице Е.2 –Е.3 приложения Е.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [2], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый 8139-ИФ/09 [15]. Для Тюменской области на 2022 года индекс составляет 228,41. Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице Е.4 приложения Е.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Введение

Объект исследования: участок ведения буровых работ для строительства разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении Тюменской области глубиной 2840 метров.

При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины.

Решения, разработанные в данной ВКР, могут быть использованы научно-исследовательскими проектными институтами при проектировании разведочных скважин на территории Тюменской области.

Раздел «социальная ответственность» является одной из важнейших частей современных проектных решений, определяет нормы производственной и экологической, ресурсосбережению, а также регулирует отношения между работником и работодателем.

Согласно приказу Ростехнадзора от 30.11.2020 N 471[17] участок ведения буровых работ относится к опасным производственным объектам нефтегазодобывающего комплекса.

Рабочие место состоит из механических и электрических узлов, а также самостоятельных машин для выполнение технологических операций по строительству скважин. Состав объекта включают: буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М, буровое оборудование (насосы, талевый механизм, буровая лебедка, вертлюг, силовой привод, ротор и т.д.); буровые сооружения (основания, вышка др.); оборудование для трудоемких работ (подачи долота, механизмы для спуско-подъемных операций и др.); оборудование для приготовления, регенерации и очистки и бурового раствора;.

5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются ТК РФ [18]. К выполнению буровых работ лица женского пола не могут входить в состав буровых бригад согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №163 [19].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [20].

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

5.3 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий, и сооружений для строительства разведочной вертикальной скважины.

Для анализа факторов был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [21] составим таблицу.

Рассмотрим опасные и вредные факторы, которые возникают на участке ведения буровых работ в таблицах Ж.1 приложения Ж.

5.3.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Неудовлетворительные показатели метеоусловий микроклимата на открытом воздухе Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (Тюменской области), в холодный период года. Наиболее распространенные заболевания, возникающие при воздействии климатических факторов: болезни органов дыхания, острые респираторные инфекции, болезни органов кровообращения, мочевыделительной системы, травмы (отморожения), гипертормия.

Во избежание охлаждения тела работников и уменьшения общих теплопотерь с поверхности тела, следует обеспечивать СИЗ X - комплект утепленной спецодежды и средств индивидуальной защиты от пониженных температур рукавицами, обувью, головными уборами, с теплоизоляцией. При температуре ниже минус 40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей. Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [22].

Основным источником шума является работа бурового оборудования, дизельного привода, гидравлические насосы, механические трубные ключи.

Воздействие шума на человека приводит к кратковременной потере слуха и глухота, расстройства нервной системы и к сердечно-сосудистым заболеваниям. Профессиональное заболевание является стойкое нарушение слуха (тугоухость).

Нормативным эквивалентным уровнем звука (дБА), на рабочих местах, является 80 дБА согласно СанПиН 1.2.3685-21 [27] и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 [23] ССБТ.

Для уменьшения уровня шума действующего на рабочих используются как средства индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. Согласно ГОСТ EN 13819-2-2014 [24] и ГОСТ 12.1.029-80 [25]. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также

предусматривается установка кожухов и глушителей.

Вибрации оказывающие ощутимое влияние на человека, развивается вибрационная болезнь. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [26].

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

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Приводят к отравлению, заболеваниям дыхательных путей.

Согласно приложению 2 требований ГОСТ 12.1005-88 [28] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны со не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 5.1.

Таблица 5.1– ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

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

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски коллективных средств защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СП 60.13330.2020 [29]. Обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и

безопасность труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2016 [30]. Неправильное освещение может быть причиной таких заболеваний, как близорукость, аккомодация, зрительное утомление, и других болезней, понижает умственную и физическую работоспособность, ухудшает его ориентировку в пространстве, снижает различимость предметов, способствуя аварийности и травматизму.

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (далее ПБНГП) [31] и приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Освещение должно быть постоянным по времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. Обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Использовать светодиодные системы освещения, так как они наиболее подходят для условий.

Движение машин и механизмов возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. Данный фактор может привести к

механическим повреждениям, травмам и привести до летального исхода.

При бурении скважин возможно получение травм, во избежание этого устраиваются мероприятия по устранению опасного фактора, включающего в себя проведение работ согласно ПБНГП [31], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ. Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [32].

Причинами поражения электрическим током возможно при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, а также при проектировании, монтаже, испытании и эксплуатации электрооборудования буровых установок. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к травмам разной степени тяжести, таких как ожоги, нарушение дыхания, остановка сердца.

Для предотвращения поражений электрическим током необходимо оборудовать рабочие места и технологическое оборудование, несущее угрозу получения работником поражений электрическим током согласно с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [33]. Обеспечить правильную эксплуатацию с требованиями «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [34].

На участке ведения буровых работ по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, где устанавливается буровая установка. Для выполнения основных операций, таких как вышко-монтажных работ и СПО и т.д. требуется подъем инструмента и работников на значительную высоту. Для предотвращения падения различных объектов на работающих соблюдать мероприятия регламентирующих ПБНГП [31].

Само расположение рабочих на высоте является опасным фактором, поскольку может привести к падению и получению травм. Может стать причиной возникновения механических травм, например, переломов, в результате падения. Предупреждение падений верхового рабочего достигается

использованием страховочного троса и оборудованием рабочего места перильным ограждением высотой не менее 1 м. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов, ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м согласно ПБНПП [31].

Согласно ГОСТ Р 12.3.050-2017 [35] 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.

5.4 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей.

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

5.4.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль, туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной, дорожной техники, выбросы вредных веществ предприятиями, заводами.

Для нормирования загрязнителей согласно СанПиН 1.2.3685-21

устанавливаются ПДК для различных химических веществ и контролируются на практике [27].

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод. Кроме того, целесообразно использовать дизельные двигатели с максимальным экологическим классом, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. В цеху приготовления и очистки бурового раствора необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов.

Гидросфера. В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия СанПиН 1.2.3685-21[27]:

Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников; очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики); контроль за герметичностью амбара; предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты; 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.

Литосфера. В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий самих месторождений. В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды.

Для сохранения качества почвы необходимо СанПиН 1.2.3685-21[27]:

использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву; сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях; после сооружения всех скважин на кусте необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы, согласно требованиям ГОСТ Р 57446-2017 [35]. необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Источник ЧС: опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [38].

5.5.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Наиболее вероятные ЧС техногенного характера, возникающих при строительстве скважин связанные с пожароопасностью. Источники воспламенения являются: электрического характер (короткое замыкание, перегрев проводки); источники открытого огня (сварочные работы, курение, и тд.); разряд молнии.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических мероприятий по предупреждению пожаров. Изложенный на основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"[39].

5.5.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Ответственными за обеспечение пожарной безопасности назначаются лица занимающие руководящие должности, в их обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий;
- 2) Соблюдение работниками правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль за поддержанием в исправном состоянии первичных средств пожаротушения;

Участок буровых работ должна быть обеспечен первичными средствами пожаротушения (порошковые огнетушители типа ОП-3, накидки из огнезащитной ткани и тд.) и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности. Противопожарными щитами располагающих: в насосной, у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь свободные подъездные пути, не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов. На территория буровой отводятся специальные места для курения и разведения огня.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-86 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности"[40].

В случае возникновения пожароопасности на участке буровых работ при

выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры: остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее; не медленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю; оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации; приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в помещениях или лаборатории каждый работник должен: немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану; сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре; принять меры по организации эвакуации людей; одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [39], можно выделить следующие классы возможных пожаров при ГНВП: пожары горючих жидкостей (В) и пожары газов (С).

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

Вывод

Для расчета значений показателя тяжести потенциальных негативных последствий используются шесть категорий риска: "Низкий риск", "Умеренный риск", "Средний риск", "Значительный риск", "Высокий риск", "Чрезвычайно

высокий риск" [41]. Для расчета показателя рассматриваются все возможные факторы риска.

Помещение относятся к 2 категории по степени опасности поражения электрическим током, сырость, токопроводящий пол, заземление электроустановок обеспечивают электробезопасность. [33]

Специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки организаций потребителей электроэнергии, должны иметь группу IV, их производственный стаж (не обязательно в электроустановках) должен быть не менее 3 лет [42].

Условия труда при разведочном бурения скважин являются тяжелыми и характеризуются воздействием вредных факторов рабочей среды и трудового процесса: шума, вибрации, вредных веществ, подъемом и перемещением тяжестей при чередовании с другой работой, региональными динамическими нагрузками с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса, напряженности труда. По категории тяжести относится к категории Пб труда СанПиН 1.2.3685-21[27].

По категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности относится к Б - взрывопожароопасность [43].

Добыча нефти и газа оказывающем негативное воздействие на окружающую среду и относится к объектам I категории [44].

В данном разделе были рассмотрены все задачи производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной выпускной квалификационной работы на основании исходного технического задания были разработаны технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2840 м на месторождении Тюменской области. Работа состоит из основных пяти разделов.

В общей и геологической части показаны сведения географо-экономическая характеристика района работ, геологические условия разреза, газонефтеводоносность, флюидонасыщенности, и возможные зоны осложнений.

В технологической части выпускной квалификационной работы были решены все основные задачи проектирования: обоснование и расчет профиля, конструкции скважины, способ бурения; выбор породоразрушающего инструмента, элементов компоновки бурильной колонны, буровой установки; основные решения работ по креплению скважины и ее освоения, рецептура цементирования и буровых промывочных жидкостей. Разработаны все мероприятия по предупреждению осложнений и аварий в процессе строительства скважины.

В исследовательской работе «Специальная часть» технологии многоствольных скважин».

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение рассчитана нормативная карта строительства скважины и полная сметная стоимость работ по строительству скважины.

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые нормы законодательства. Проведен анализ производственной и экологической безопасности, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Список литературы

1. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» / А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Томск: ТПУ, 2016. – 152 с.;
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2018. – 16 с.
4. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
5. Анализ применения роторной управляемой системы при проведении зарезок в открытом стволе в многозабойных скважинах «рыбья кость» на Восточно-Мессояхском месторождении / А.Е. Воронин [и др.] // SPE 187702- RU. – 2017.
6. Дубровин А.И. Анализ проведения зарезок в открытом стволе при бурении многоствольных скважин / А.И. Дубровин, Н.В. Абалтусов // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 3. – С. 8 – 14.
7. Опыт строительства многоствольной скважины в АО «Зарубежнефть» // Нефтяное хозяйство / Заикин И.П., Кемпф К.В., Шкарин Д.В. – 2017. – № 8. – С. 21–24.
8. Иктисанов В.А. Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин. - Казань : Плутон, 2017. – 123 с.
9. Многоствольные и многозабойные скважины // Allbest.ru: информационный ресурс. Открытый доступ:

https://otherreferats.allbest.ru/geology/00768077_0.html (дата обращения: 20.04.2022).

10. Многоствольные и многозабойные скважины // Drillings.ru: буровой портал. Открытый доступ: <http://www.drillings.ru/mnogostv> (дата обращения: 20.04.2022).

11. Определение оптимального типа заканчивания горизонтальной скважины и способа вывода ее на режим на примере разработки пласта ПК1- 3 Восточно-Мессояхского месторождения /Е.В. Загребельный, М.Е. Мартынов, С.В. Кузнецов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 5. – С. 40–43.

12. Официальный сайт компании ПАО «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс]: <https://www.surgutneftegas.ru/> (дата обращения 21.05.2022).

13. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200123084> (дата обращения: 20.05.2022).

14. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

15. Письмо Минстроя России от 02.03.2022 № 8139-ИФ/09 «О рекомендуемой величине индексов изменения сметной стоимости строительства в I квартале 2022 года, в том числе величине индексов изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексов изменения сметной стоимости пусконаладочных работ»

16. Постановление Правительства РФ от 26 июня 2015 г. N 640 "О порядке формирования государственного задания на оказание государственных услуг (выполнение работ) в отношении федеральных государственных учреждений и финансового обеспечения выполнения государственного задания"

17. Приказ Ростехнадзора от 30.11.2020 N 471 "Об утверждении Требований к регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведению государственного реестра опасных производственных объектов, формы свидетельства о регистрации опасных

производственных объектов в государственном реестре опасных производственных объектов"

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

19. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет».

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

21. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16 с.

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

23. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23 с.

24. ГОСТ EN 13819-2-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Акустические методы испытаний.

25. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

26. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31 с.

27. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

28. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49 с.
29. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
30. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
31. 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
32. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
33. Приказ Минэнерго России № 204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
34. Приказ Минтруда и социальной защиты России № 328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
35. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила 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. ГОСТ Р 57446-2017 Наилучшие доступные технологии. Рекультивация нарушенных земель и земельных участков. Восстановление биологического разнообразия.
38. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7 с.
39. Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".

40. ГОСТ 12.3.003-86 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности".

41. Приказ Минстроя России от 10 апреля 2017 г. № 699/пр «Об утверждении Методики расчета значений показателей, используемых для оценки тяжести потенциальных негативных последствий возможного несоблюдения обязательных требований, оценки вероятности их несоблюдения.

42. Приказ Минтруда России от 24.07.2013 N 328н (ред. от 15.11.2018) "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок"

43. Свод правил СП 12.13130.2009. "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности".

44. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. N 2398 "Об утверждении критериев отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий (с изменениями и дополнениями) "

Приложение А

(обязательное)

Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания по вертикали, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания(падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала
от (верх)	до (низ)	Название системы	индекс	угол, град.	азимут, град.	
0	40	четвертичные отложения	Q	-	-	1,5
40	120	неогеновые отложения	N	-	-	1,5
120	165	туртасская свита	P _{3h}	-	-	1,5
165	365	черталинская свита	P _{3r}	-	-	1,5
365	565	тавдинская свита	P _{2b-p}	-	-	1,5
565	750	люлинворская свита	P _{2i-1}	-	-	1,5
750	815	талицкая свита	P _{1d-t}	-	-	1,25
815	1015	ганьхинская свита	K ₂	-	-	1,25
1015	1140	березовская свита	K ₂	-	-	1,25
1140	1170	кузнецовская свита	K ₂	-	-	1,25
1170	1960	покурская свита	K ₂	0-1	-	1,25
1960	2212	алымская свита	K ₁	0-1	-	1,25
2212	2530	сангопайская свита	K ₁	0-2	-	1,25
2530	2754	усть-балыкская свита	K ₁	0-2	-	1,25
2754	2895	сортымская свита	K ₁	0-2	-	1,25

Таблица А. 1 – Литологическая характеристика разреза скважины.

индекс стратиграфического разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	40	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
N	40	120	Пески, глины	Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей
P _{3h}	120	165	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые мелко-зернистые с прослоями бурых углей
P _{3r}	165	365	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P _{2b-p}	365	565	Глины	Глины светло-зелёные, алевролитистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P _{2i-l}	565	750	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опокovidные, в середине диатомовые, опоки серые
P _{1d-t}	750	815	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевролитистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K ₂	815	1015	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
K ₂	1015	1140	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно-серые опокovidные, алевролитистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K ₂	1140	1170	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевролитистые
K ₂	1170	1960	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов с глинами. Песчаники и алевролиты серые мелко-зернистые, глины тёмно-серые.
K ₁	1960	2212	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.

Продолжение таблицы А.2

К ₁	2212	2530	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало-зернистые с прослоями аргиллитов темно-серых
К ₁	2530	2754	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
К ₁	2754	2895	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.

Таблица А. 2 – Физико-механические свойства пор по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твёрдость, $\frac{кгс}{мм^2}$	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	13	14
Q - K ₂	0	817	глина	2,1	20	-	100	-	10	II	M
K ₂ - K ₁	817	1960	песок, песчан	2,1	30	0,5	12	10	14-23,4	III-VIII	MC, C
K ₁ (AC ₁₀)	1960	2530	песчан	2,1	19	6,5	11	3,6	14-23,4	III-VIII	C
K ₁ (AC ₁₁)	2530	2750	песчан	2,1	19	9,4	10	2,5	14-23,4	III-VIII	C
K ₁ (AC ₁₂)	2820	2895	песчан	2,1	20,6	3,3	11	3,6	14-23,4	III-VIII	C

Таблица А. 3 – Давление и температура по разрезу скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура
			Пластового давления, МПа/м		Гидроразрыва пород, МПа/м		
	от (верх)	до (низ)	В начале интервала	В конце интервала	В начале интервала	В конце интервала	°С
1	2	3	4	5	6	7	8
Q- P _{2i-1}	0	565	0,098	0,098	2,15	2,15	24,84
P _{2b-p} –K ₂	565	817	0,098	0,098	2,15	2,15	39,96
K ₂ -K ₁	817	1960	0,098	0,098	1,96	2,15	72,54
K ₁	1960	2895	0,098	0,098	1,17	2,15	97,20

Таблица А. 4 – Возможные осложнения и их характеристика.

Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
От	До		
1	2	3	4
0	750	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости, повышение водоотдачи, не соблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.
0	400	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоблюдение параметров бурового раствора и технологической скорости бурения
0	817	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение параметров раствора, выработка желобов, развитие зон сужения ствола скважины
817	2820		
2212	2895	нефтеводопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического
			Несоблюдение параметров раствора

Приложение Б

(обязательное)

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Таблица Б. 1 – Нефтеносность по разрез скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁	2754	2810	Поровый	0,863	100-250	84,3	
Водоносность							
K ₂	1170	1960	Поровый	1010	0,9	–	Относится, хлорнатриевый
K ₁	2212	2530	Поровый	1010	0,07	-	Не относится, хлорнатриевый
K ₁	2720	2740	Поровый	1010	15	-	Не относится, хлорнатриевый

Приложение В

(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны

Таблица В.1 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–50 м)							
1	Ш 393,7 М-ЦГВ (Глубур)	0,53	393,7	-	3-171	Ниппель	0,161
2	8К-393,7 МС (ВНИИБТ)	1,270	393,7	100	3-171	Муфта	0,093
					3-171	Муфта	
					3-171	Муфта	
3	Переводник М171хН161	0,538	240	-	3-171	Ниппель	0,061
					3-161	Муфта	
4	УБТС2-203х100	10	203	100	3-161	Ниппель	2,146
					3-161	Муфта	
5	Переводник М161хН163	0,53	225	80	3-161	Ниппель	0,090
					3-163	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-240РС	0,375	240	80	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
7	Переводник М163хН162	0,52	225	58	3-163	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
5	ПК-127х9,19 Е	0,36	127	108.6	3-133	Ниппель	1,119
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы В.1

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба	Тип соединения	Сум. вес, т
					Резьба	Тип соединения	
Бурение под кондуктор (50–817 м)							
1	PDC БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,39	295,3	-	3-152	Ниппель	0,15
2	Переводник M152xM152	0,52	240	58,6	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	8К-295,3 МС (ВНИИБТ)	0,85	295,3	100	3-152	Ниппель	0,2
					3-152	Муфта	
4	Переводник M171xH152	0,52	225	80	3-152	Ниппель	0,060
					3-171	Муфта	
5	Д-240РС	10,1	240	-	3-171	Ниппель	2,547
					3-163	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,105
					3-163	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-240РС	0,37	240	55	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
8	Переводник M152xH163	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-152	Муфта	
9	8К-295,3 МС (ВНИИБТ)	0,85	295,3	100	3-152	Ниппель	0,2
					3-152	Муфта	
10	Переводник M163xH161	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
11	УБТС2-203x100 Д	12	203	100	3-161	Ниппель	2,568
					3-161	Муфта	
12	Переводник M161xH147	0,52	225	100	3-161	Ниппель	0,060
					3-147	Муфта	
13	УБТС2-178x90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
14	Переводник M147xH162	0,53	225	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
15	ПК-127x9,19 Е	765	127	108,6	3-133	Ниппель	23,88

Продолжение таблицы В.1

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (817-2840 м)							
1	PDC БИТ 215,9 ВТ 616	0,4	220,7	-	3-117	Ниппель	0,046
2	Переводник М117хМ133	0,47	172	-	3-117	Муфта	0,037
					3-133	Муфта	
3	КЛС-215,9 СТ (ВНИИБТ)	0,40	220	70	3-133	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
4	Переводник М133хН117	0,46	172	80	3-133	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	ДРУ2-178РС	5,0	178	-	3-117	Муфта	1,669
					3-133	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ- 172РС	0,93	172	55	3-133	Ниппель	0,098
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
9	2ЯГ-172/70	5,7	172	70	3-147	Ниппель	0,68
					3-147	Муфта	
10	УБТС2 178х90 Д	48	178	90	3-147	Ниппель	6,552
					3-147	Муфта	
11	Переводник М147хН162	0,53	228	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
12	ПК-127х9,19 Е	2783	127	108,6	3-162	Ниппель	86,842
					3-162	Муфта	

Продолжение таблицы В.1

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2745–2820 м)							
1		0,2	215,9	100,6	3-161	Муфта	0,02
2	Керноотборный снаряд КИ 7.1 195/100	7,8	195	100	3-161	Ниппель	0,7
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТС2-178х90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
5	Переводник М147хН162	0,53	171,5	80	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
6	ПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	82,951
						Муфта	

Таблица В.2 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Дли на секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	50	ПК 127х9	127	Е	9,2	ЗП-162-92	38,2	1,193	3,959	1,84	6,22	31,28	32,76
бурение	50	817	ПК 127х9	127	Е	9,2	ЗП-162-92	770,2	24,05	32,85	1,14	2,67	4,34	4,54
бурение	817	2840	ПК 127х9	127	Е	9,2	ЗП-162-92	2776	86,67	98,02	2,16	1,58	1,39	1,45
Отбор керна	2745	2820	ПК 127х9	127	Е	9,2	ЗП-162-92	2787	87,10	91,57	1,89	1,50	1,45	1,52

Таблица В.3 – Интервалы установки и количество применяемых элементов технологической оснастки обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	2840	2840	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	2830	2830	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	817	17	68
		767	867	10	
		867	2754	38	
		2754	2820	7	
		2820	2830	1	
		2830	2840	3	
	ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	787	2754	99	99
	ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	2754	2810	6	6
		2810	2840	2	2
ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	2830	2830	1	1	
ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	2830	2830	1	1	
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	817	817	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	807	807	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	20	2	25
		20	80	6	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	807	807	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	25	2	6
		25	50	4	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1	

Приложение Г

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2840

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	50	50	393,7	-	1,5	9,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,2$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 5,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 60,4$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 0$
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					
50	817	767	295,3	323,9	1,5	82,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 2,9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 51,0$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 27,1$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 184,4$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 220,2$
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					
817	2840	2023	215,9	224,5	1,25	130,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 14,5$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 88,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 11,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 57,3$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 378,9$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3' = 362,0$

Таблица Г.2 – Результаты расчета потребности химических реагентов по интервалам

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов								
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого		
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	
Каустическая сода	Регулятор рН	25	60,43	2,4	220,20	8,80	362,02	8,8	642,7	20,03	21
Глина пбмб	Структурообразователь	1000	3626,40	3,62	2422,30	2,42	3982,2	2,4	10030,9	8,5	9
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	60,43	2,41	220,20	8,80	362,02	8,8	642,7	20,03	21
РАС HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25		0	88,10	3,55	144,80	3,5	232,9	7,1	8
Lubrital	Смазочная добавка	182		0	1101,10	6,04	1810,10	6,04	2911,2	12,1	13
РАС LV	Низкоковязкий понизитель фильтрации	25		0	26,42	1,05	39,82	1,1	66,2	2,1	3
Барит	Утяжелитель	1000	5681,80	5,70	20701,4	20,70	9411,02	20,7	35794,24	47,1	48
Кальций хлористый	Понизитель вязкости	25	60,43	2,4		0		0	60,4	2,4	3

Таблица Г. 3 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,414	0,058	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	16	87,6	382,5
Под кондуктор									
50	817	БУРЕНИЕ	0,886	0,094	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	14,3	44,7	87,7
Под эксплуатационную колонну									
817	2840	БУРЕНИЕ	1,187	0,107	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	9	68,6	114,8
2745	2820	Отбор керна	0,594	0,054	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	114,3	163,4

Таблица Г. 4 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КП Д	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	2	90	180	155,7	0,85	130	35,2	70,39
50	817	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	2	90	170	174,6	0,85	135	32,3	64,6
817	2840	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	2	90	140	238,5	0,85	120	19,64	39,29
2745	2820	Отбор керна	УНБТ-750	1	90	140	238,5	0,85	120	19,64	19,64

Таблица Г. 5 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	70,3	54,3	0,0	5,9	0,1	10,0
50	817	БУРЕНИЕ	174,6	13,6	71,0	78,2	1,8	10,0
817	2840	БУРЕНИЕ	197,1	29,2	51,5	92,4	14,0	10,0
2745	2820	Отбор керна	123,8	83,2	0	24,7	11,8	4,1

Таблица Г. 6 – Расход бурового раствора

Интервал	0-50	50-817	817-2840
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,6	0,55	0,5
K_k	1,5	1,5	1,25
$V_{кр}$, м/с	0,14	0,13	0,12
V_m , м/ч	40	35	30
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{нmax}$, м	0,019	0,016	0,011
n	6	9	8
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,2	1,15	1,05
$\rho_{п}$, г/см ³	2,1	2,1	2,1
S заб	0,12	0,07	0,04
S max	0,11	0,06	0,02
D_c	0,77	0,67	0,52
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	73	38	18
Q_2 , л/с	76	39	19
Q_3 , л/с	55	28	24
Q_4 , л/с	67	85	52
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	55-73	28-85	18-52
Запроектированные значения расхода БР			
$Q_{проект}$, л/с	70	70	40

Приложение Д

(рекомендуемое)

Схема обвязки цементировочной техники

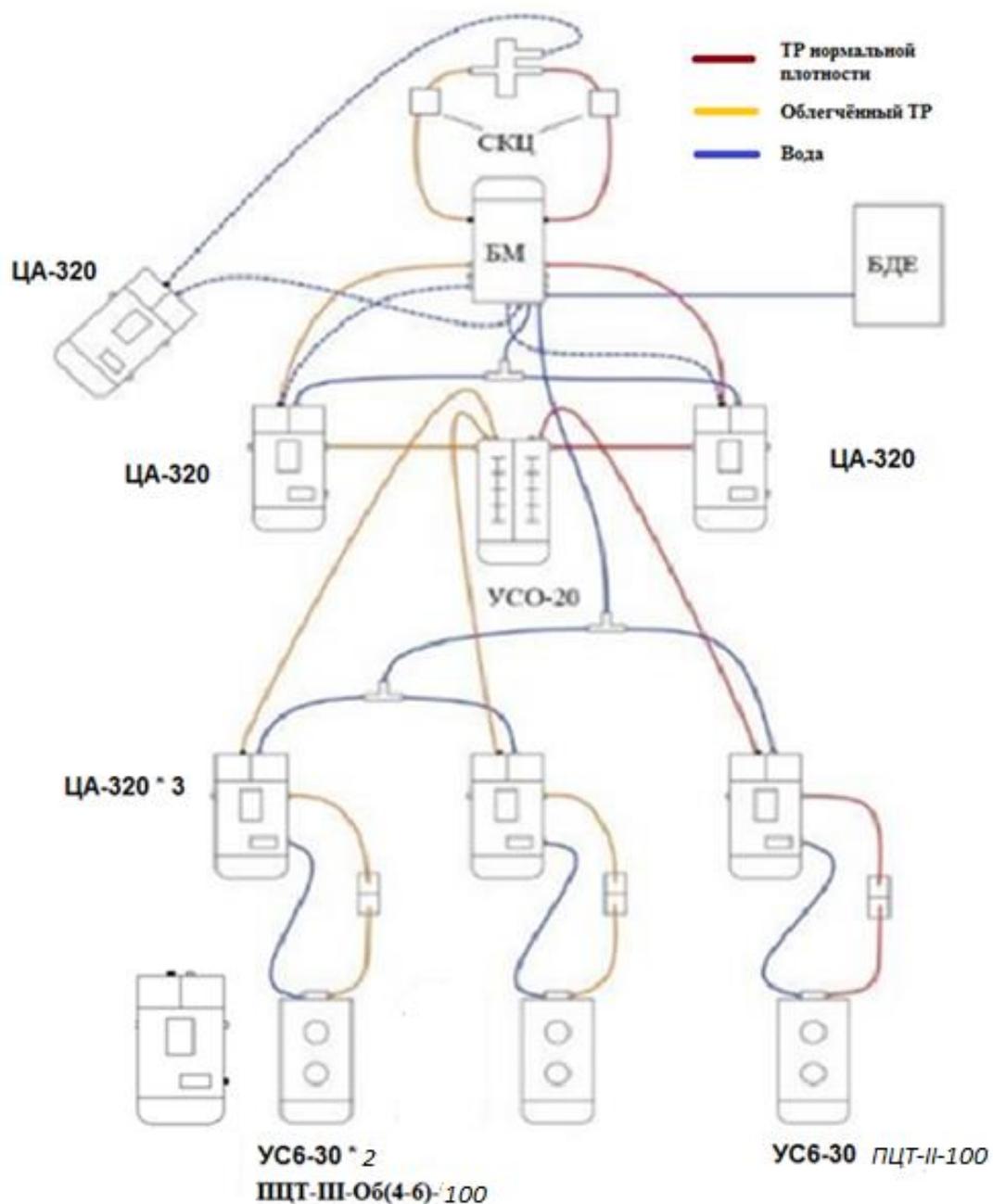


Рисунок Д.1 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования 1-ая ступень

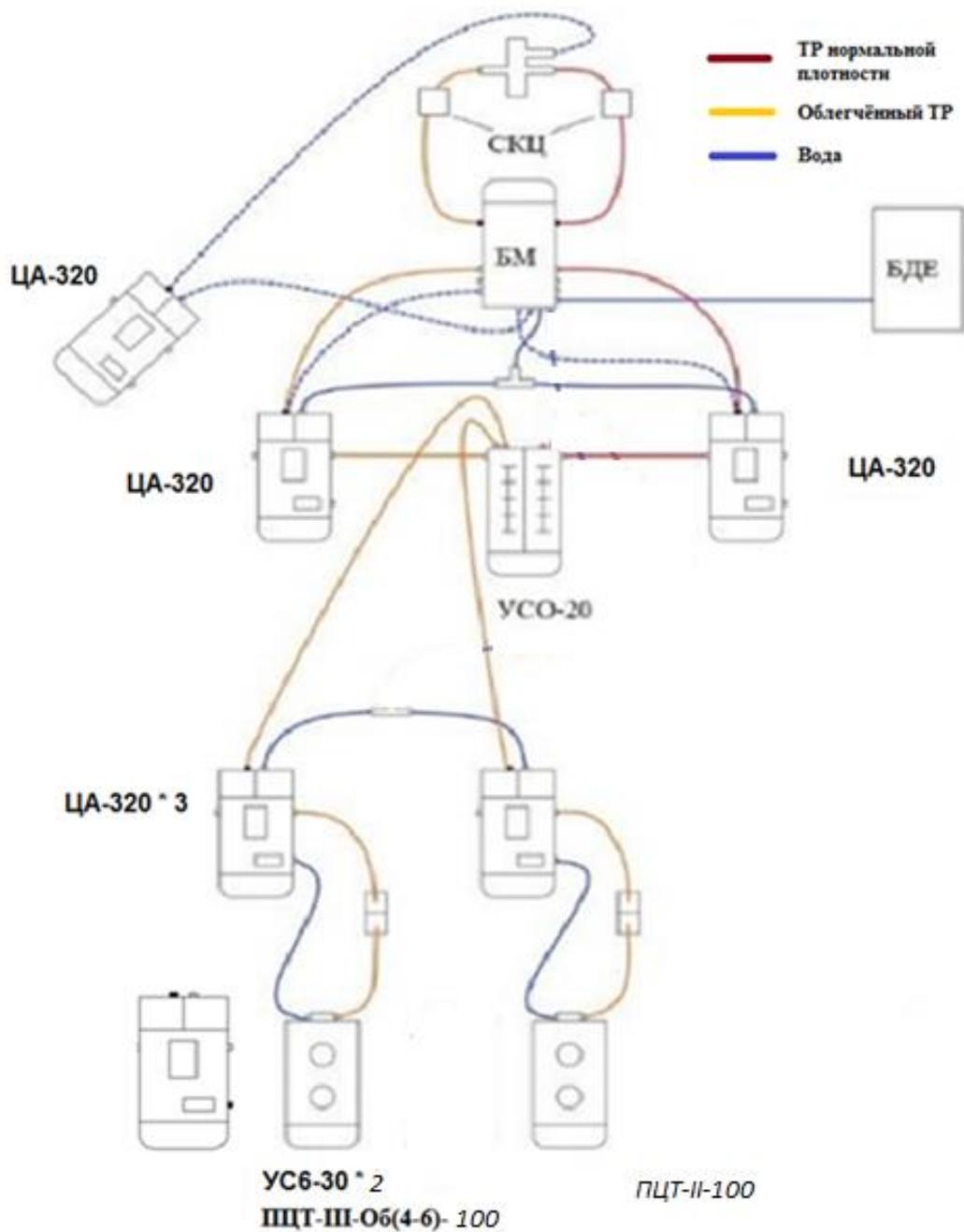


Рисунок Д.2 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования 2-ая ступень

Приложение Е

Таблица Е.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1м, ч					
Вышкомонтажные работы										1327,00
Подготовительные работы										102,00
Бурение под направление	Ш 393,7 М-ЦГВ	0	50	300	0,02	50	1	1	0,30	1.30
Промывка (ЕНД)										0,3
Наращивание (ЕНД)										0,03
Смена долот (ЕНД)										0,18
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,23
Сборка и разборка УБТ										0,44
Установка и вывод УБТ за										0,08
Крепление (ЕНД)										22.60
Ремонтные работы (ЕНД)										1.25
Смена вахт (ЕНД)										0.30
Итого:										25.65

Продолжение таблицы Е.1

Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	50	817	3200	0,04	767	1	30,68	4,32	35
Промывка (ЕНД)										0,6
Наращивание (ЕНД)										6,6
Смена долот (ЕНД)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНД)										3,2
Сборка и разборка УБТ										0,47
Установка и вывод УБТ за										0,08
Крепление (ЕНД)										61,34
ПГИ (ЕНД)										4,98
Ремонтные работы (ЕНД)										5,2
Смена вахт (ЕНД)										1
Итого:										113,65
Бурение под эксплуатационную колонну:	БИТ 220,7 ВТ 416 У	817	2840	3200	0,06	2043	1	122,58	5,64	128.22
Промывка (ЕНД)										0,8
Наращивание (ЕНД)										22,4
Смена долот (ЕНД)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ(ЕНД)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,08
Крепление (ЕНД)										69,38
ПГИ (ЕНД)										7,37
Ремонтные работы (ЕНД)										7,18
Смена вахт (ЕНД)										1,3
Итого:										232.91
Испытание скважины на продуктивность										255

Таблица Е.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна	
			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	516,6	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	175,6	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут.	138,19	-	-	0,1	13,82	1,93	266,71	6,36	878,89
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	4,1	-	80,01	-	263,67
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	-	-	0,1	0,9	1,93	19,20	6,36	63,2
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	0,27	-	5,76	-	18,98
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	4	1011,44	0,1	25,3	1,93	488,10	6,36	1608,19
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут.	1433	4	5732	0,1	143,3	1,93	2765,69	6,36	9113,88
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут.	224,60	-	-	-	-	1,93	433,48	6,36	1428,46
Прокат ВЗД	сут.	92,66	-	-	-	-	1,93	178,83	6,36	859,32
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25%	сут.	240,95	-	-	-	-	1,93	465,03	6,36	1532,44
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	-	-	0,1	0,75	1,93	14,55	6,36	47,95
Плата за подключенную мощность	кВт/сут.	149,48	-	-	0,1	14,95	1,93	288,40	6,36	950,70
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	кВт/сут.	107,93	4	431,72	0,1	10,80	1,93	208,30	6,36	686,43
Эксплуатация трактора	кВт/сут.	33,92	4	135,68	0,1	3,39	1,93	65,47	6,36	215,73
Автомобильный спецтранспорт	сут.	100,4	4	401,6	0,1	10,04	1,93	193,77	6,36	638,54
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,1	0,55	1,93	10,67	6,36	35,17
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	4	677,16	0,1	169,3	1,93	326,73	6,36	1076,68

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПБМБ	т	284,6	-	-	23,63	103,17	2,42	689,39	3,98	1133,33
Сода каустическая	т	140,3	-	-	0,06	8,42	0,22	30,89	0,36	20,51
Сода кальцинированная	т	124,8	-	-	0,06	7,54	0,22	27,50	0,36	45,18
РАС HV	т	738,8	-	-			0,88	650,96	0,15	106,98
РАС LV	т	681,6	-	-			0,03	20,45	0,04	27,14
Кальций хлористый	т	200	-	-	0,06	12,10	-	-	-	-
Барит	т	76,1			5,68	432,25	20,70	1575,38	9,41	716,18
Смазывающая добавка	т	350,4	-	-	-	-	1,1	385,83	1,81	634,26
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,10
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	9,59	192,57	44,47	892,96	155,97	3131,88
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт		руб.	9106,24		32162,82		10271,98		25412,59	
Затраты, зависящие от объема работ										
III 393,7 В 419ТСП	шт.	2686,4	-	-	0,1	268,64	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 419 СР	шт.	4910,6	-	-	-	-	0,24	1178,5	-	-
БИТ 215,9 СТ	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,29	1517,87
Калибратор 8К-393,7 МС	шт.	495,9	-	-	0,1	49,59	-	-	-	-
Калибратор 8К-295,3 МС	шт.	458,9	-	-	-	-	0,1	45,89	-	-
КЛС-215,9 СТ	шт.	442,6	-	-	-	-	-	-	0,1	44,26
Итого по затратам, зависящим от объема работ		руб.	0		318,23		1224,39		1562,13	
Итого по колоннам, руб		руб.	9106,24		32481,05		11496,37		26974,72	
Всего по сметному расчету, руб			80058,38							

Таблица Е.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затраты, зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут.	129,15	0,94	121,40	2,56	330,63	2,90	374,54
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	36,42	-	99,19	-	112,36
Оплата труда слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	0,94	9,35	2,56	25,47	2,90	28,86
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	2,81	-	7,64	-	8,66
Содержание полевой лаборатории в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	0,94	7,09	2,56	19,31	2,90	20,36
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	0,94	237,69	2,56	647,33	2,90	733,30
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут.	1433	0,94	1347,02	2,56	3668,48	2,90	4155,70
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут.	419,4	0,94	394,24	2,56	1073,66	2,90	1216,26
Плата за подключенную мощность	сут.	149,48	0,94	140,51	2,56	382,67	2,90	433,49
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	сут.	107,93	0,94	101,46	2,56	276,30	2,90	313,00
Эксплуатация трактора	сут.	33,92	0,94	31,89	2,56	86,84	2,90	98,37
Эксплуатация бульдозера	сут.	18,4	0,94	17,30	2,56	47,11	2,90	53,36
Автомобильный спецтранспорт до 250 км	сут.	100,4	0,94	94,38	2,56	257,03	2,90	291,16
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	0,94	159,13	2,56	433,38	2,90	490,94
Башмак колонный БКМ-324	шт.	142,57	1	142,57	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245	шт.	74,77	-	-	1	74,77	-	-
Башмак колонный БКМ-178	шт.	75,4	-	-	-	-	1	75,4
Центратор ЦПЦ-324/394 («Уралнефтемаш»)	шт.	29,3	6	175,8	-	-	-	-
Центратор ЦПЦ 245/294 («Уралнефтемаш»)	шт.	25,4	-	-	25	635	-	-
Центратор ЦПЦ 168/216 («Уралнефтемаш»)	шт.	18,7	-	-	-	-	68	1271,6

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт.	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	шт.	105,0	-	-	-	-	1	105,0
Пробка продавочная ПРП-Ц-324 («Уралнефтемаш»)	шт.	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-245 («Уралнефтемаш»)	шт.	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-146 («Уралнефтемаш»)	шт.	45,12	-	-	-	-	1	45,12
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	126,4	1,0	126,4				
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2		
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	21,5					2,0	43,0
ПРП-Ц-В/Н-146 («Уралнефтемаш»)	шт	2845	1,0	2845,0				
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	2550			1,0	2550,0		
Головка цементирующая ГЦУ-146	шт	1828					1,0	1828,0
Итого затрат, зависящих от времени	руб.			6196,56		10846,26		11698,48
Затраты, зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324x8,5	м	48,26	50	2413	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5x7,9	м	37,21	-	-	817	30 400,57	-	-
Обсадные трубы 146x7,3	м	28,53	-	-	-	-	1740	49 642,2
Обсадные трубы 146x8,9	м	29,30	-	-	-	-	1100	32 230
Портландцемент тампонажный ПЦТ-II-100	т	28,68	-	-	-	-	4,91	140,81
Портландцемент тампонажный ПЦТ-III-Об(4)-100	т	19,84	-	-	27,45	544,61	-	-
Заливка колонны	агр/оп	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99
Затворение цемента	т	6,01	7,3	43,87	106,75	641,57	81,34	488,85
Работа ЦСМ	ч	36,4	0,34	12,38	4,15	151,06	4,46	162,34
Опрессовка колонны	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа СКЦ	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Дежурство ЦА-320	ч	15,49	10	154,9	16	247,84	16	247,84
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	4,2	78,79	53,6	1005,54	75,2	1410,75
Итого затрат, зависящих от объема работ	руб.			2936,52		33224,77		84636,97
Итого по колоннам, руб				9133,08		44071,03		96335,45
Всего по сметному расчету, руб	руб.					149 539,6		

Таблица Е.4 – 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	93 659	21 392 652,2
	Итого по главе 1	93 659	21 392 652,2
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	177 994	5 889 784,32
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	13 905	3 176 041
	Итого по главе 2	191 899	9 065 825,32
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	80 058	18 286 047,8
3.2	Крепление скважины	149 539,45	34 156 605,8
	Итого по главе 3	229 597,45	52 442 653,6
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	28 989	6 621 377,49
	Итого по главе 4	28 989	6 621 377,49
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	28 444	6 496 609,6
	Итого по главе 5	28 444	6 496 609,6
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	15 420	3 522 082,2
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	1 142	260 844,22
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 991 936,2
	Итого по главе 6	47 172	10 774 862,6
	ИТОГО прямых затрат	683 994	156 235 508
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	102 599,1	23 435 326,2
	Итого по главе 7	102 599,1	23 435 326,2
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	54 719,52	12 498 840,6
	Итого по главе 8	54 719,52	12 498 840,6
	ИТОГО по главам 1-8	777 079,07	142 725 148

Продолжение таблицы Е.4

1	2	3	4
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	116 561	21 408 772,2
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	34 191	6 279 906,51
9.3	Северные надбавки 2,98%	23 158	4 253 209,41
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	7 400 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	2 450 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	23 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	21 000,00
9.8	Авиатранспорт	-	2 000 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	160 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 000,00
9.11	Перевозка вахт	-	170 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	32 000,00
	Итого прочих работ и затрат	172 165	45 067 888,1
	ИТОГО по гл 1-9	712 206	187 793 036
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 554	285 450
	Итого по главе 10	1 554	285 450
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	35 688	9 403 924,3
	Итого по главе 12	35 688	2 879 920,55
ИТОГО		748 951	197 482 410
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			197 482 410
НДС			39 496 482
ВСЕГО с учетом НДС			236 976 892

Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на участке ведения буровых работ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности ГОСТ EN 13819-2-2014 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Акустические методы испытаний ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация
3. Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания
4. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение 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»

Продолжение таблицы Ж.1

<p>6. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего</p>	<p>РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин</p>
<p>7. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током</p>	<p>Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» 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»</p>
<p>8. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего</p>	<p>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»</p>
<p>9. Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты</p>	<p>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» ГОСТ Р 12.3.050-2017 ССБТ. Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности</p>