

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3260 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3260)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Кремнев Виктор Валерьевич		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		01.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б5Б	Кремневу Виктору Валерьевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3260 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Красноярский край).
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); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Обзор современных производителей мобильных буровых установок

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

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Кремнев Виктор Валерьевич		29.02.2020

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

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

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

**СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		29.02.2020

**СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	–		29.02.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Кремневу Виктору Валерьевичу

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3260 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Сметная стоимость строительства скважины	Расчет сметной стоимости строительства скважины
3. Расчет технико-экономических показателей	Расчет технико-экономической эффективности

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Кремнев В.В.		29.02.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Кремневу Виктору Валерьевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3260 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Данные технологические решения будут использоваться для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3260 метров на нефтяном месторождении
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н. Трудовой кодекс РФ (ст. 219; 264; 298) Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116 от 21 июля 1997 г. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015г.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого объекта. 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Опасные и вредные факторы: 1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола) 2. Движущиеся части машин и механизмов 3. Пожаровзрывобезопасность 4. Электробезопасность 5. Превышение уровней вибрации 6. Превышение уровней шума 7. Недостаточная освещенность рабочей зоны
3. Экологическая безопасность:	– Анализ воздействия объекта на литосферу. – Анализ воздействия объекта на гидросферу. – Анализ воздействия объекта на атмосферу.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – ГНВП; – Пожар.
--	---

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Кремнев В.В.		29.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 134 страницы (99 страниц, без учета приложений), 17 рисунков, 60 таблиц, 48 литературных источников, 7 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, скважина, буровой раствор, породо–разрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, заканчивание скважин, охрана окружающей среды.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 3260 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3260 метров на месторождении Красноярского края.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть обзор современных производителей мобильных буровых установок.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых скважин.

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

СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

МБУ – мобильная буровая установка;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ПЦ – пружинный центратор;

ТПЦ – турбулизатор потока – центратор;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ГНВП – газонефтеводопроявления;

ТБПК – трубы бурильные стальные бесшовные с приварными муфтами с комбинированной высадкой;

ЦА – цементирующая агрегат;

ПХГМЦ – подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая;

СКЦ – станция контроля цементирования;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ГОРНО–ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.....	15
1.1 Геологические условия бурения скважины.....	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	18
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	18
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	18
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений.....	18
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	19
2.2.3 Выбор интервалов цементирования	20
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	20
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3 Углубление скважины	21
2.3.1 Выбор способа бурения	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	22
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	24
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	25
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	26
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	29
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	31
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	37
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	41
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	42
2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн	42
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	42
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений.....	44

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	46
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны.....	46
2.4.3 Обоснование способа цементирования.....	46
2.4.3.1 Расчет объёмов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора.	47
2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	48
2.4.5 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	50
2.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	50
2.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта.....	50
2.5.2 Проектирование пластоиспытателя	51
2.5.3 Выбор типа фонтанной арматуры	52
2.6 Выбор буровой установки.....	52
3 ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ МОБИЛЬНЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК.....	54
3.1 Производители МБУ.....	55
3.1.1 Российские буровые установки	55
3.1.2 Немецкие буровые установки.....	57
3.1.3 Американские буровые установки.....	60
3.1.4 Китайские буровые установки.....	61
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО–ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	64
4.1 Основные направления деятельности ООО «Газпром бурение».....	64
4.1.1 Организационная структура управления предприятием.....	65
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	66
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	67
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	68
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	70

4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания.....	70
цемента	70
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	71
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	73
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	73
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	73
4.2.9 Линейный календарный график выполнения работ	74
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	75
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	75
4.4 Расчет технико-экономических показателей	76
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	79
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	80
5.2 Производственная безопасность.....	81
5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению ..	82
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	88
5.3 Экологическая безопасность.....	89
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	96
Приложение А	100
Приложение Б.....	106
Приложение В.....	108
Приложение Г	113
Приложение Д.....	116
Приложение Е.....	117
Приложение Ж.....	134

ВВЕДЕНИЕ

В наше время, для всех Недропользователей, важно получить правильную горно–геологическую информацию, необходимую для достижения рентабельности разработки месторождений, а также для качественного и безаварийного бурения последующих скважин, поэтому данная работа актуальна для выбора оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин.

Анализ горно–геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что породы преимущественно мягкие, средней твердости и твердые. Разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. На данной площади распространена проблема высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, так как породы имеют порово–трещиноватый вид коллектора, в результате которых снижается устойчивость ствола скважины, увеличивается вероятность потери подвижности компоновки низа бурительной колонны. Возможен большой риск нефтегазоводопроявлений из–за снижения давления в скважине ниже гидростатического и несоблюдения параметров бурового раствора, всё это может привести к открытому фонтану.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3260 м на месторождении Красноярского края с учетом геологических условий.

В данной работе представлен обзор современных производителей мобильных буровых установок для разного назначения, отличающихся по способу передвижения, конструкции и глубине бурения.

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

1 ГОРНО–ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов представлены в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины представлены в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины представлены в таблице А.3 приложения А.

Водоносность представлена в таблице А.4, приложение А.

Продуктивный пласт в интервале 3200 – 3230 метров представлен глинами, аргиллитами, алевролитами, плотностью 2080 кг/м³.

Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

1.3 Зоны возможных осложнений

Прогноз возможных осложнений по пласту представлены в таблицах А.5, А.6., А.7 приложения А.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Градиент давления									Температура в конце интервала	
			пластового			гидроразрыва пород			горного				
	от (верх)	до (низ)	МПа/м		источник получения	МПа/м		источник получения	МПа/м		°С	источник получения	
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q–P ₁₋₂	0	760	0,00981	0,00981	РФЗ	0,0192	0,0192	ПАЗ	0,0222	0,0230	ПСП	20,5	РФЗ
K _{2m} -K _{2k}	760	885	0,00981	0,00981	РФЗ	0,0172	0,0172	ПАЗ	0,0230	0,0250	ПСП	24	РФЗ
K _{2t} -cn	885	1070	0,00981	0,00981	РФЗ	0,0198	0,0198	ПАЗ	0,0250	0,0250	ПСП	29	РФЗ
K _{1a} -al-K _{2s}	1070	2050	0,00981	0,00981	РФЗ	0,0194	0,0194	ПАЗ	0,0250	0,0250	ПСП	55	РФЗ
K _{1g} -br-a	2050	2700	0,00981	0,00981	РФЗ	0,0196	0,0196	ПАЗ	0,0250	0,0250	ПСП	69	РФЗ
K _{1v} -g	2700	2980	0,01128	0,01128	РФЗ	0,0196	0,0196	ПАЗ	0,0250	0,0250	ПСП	80,5	РФЗ
K _{1v} -g	2980	3350	0,01569	0,01569	РФЗ	0,0196	0,0196	ПАЗ	0,0250	0,0250	ПСП	90,5	РФЗ

Таблица 2 – Нефтенность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	Подвижность, д/сПз	Содержание серы, %	Содержание парафина %	Сводный дебит, м3/сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации						Газосодержание, м ³ /т	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа г/см ³	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
БУ ₂₂	3200	3230	Поровый	560	821	0,55	–	0,08	6,76	110	213,5	–	–	0,675	18,3	23

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

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

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа [38, 45].

2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора [14-20].

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

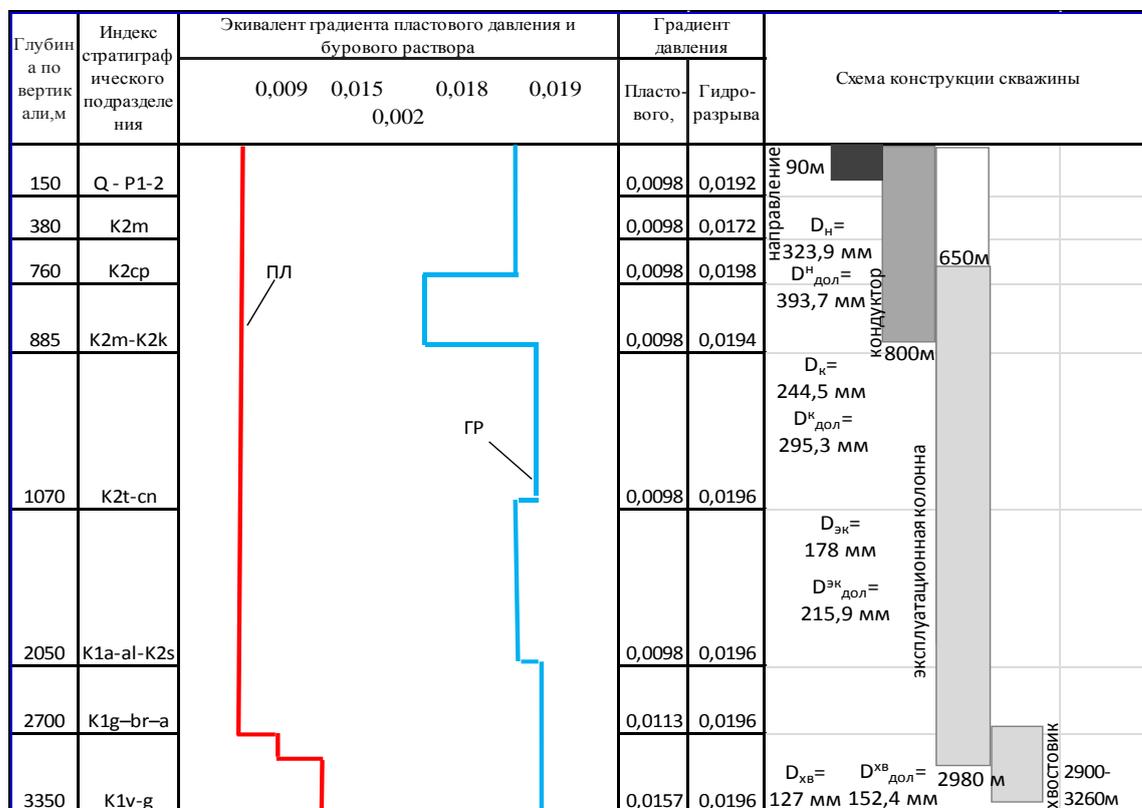


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

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.

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 90 м, так как интервал залегания многолетнемерзлых пород составляет 0 - 80 м (приложение А, таблица А.1) и из опыта бурения и экономической целесообразности. [15,43].

2. Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 3), было принято решение спускать кондуктор на 800 м., для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–760 м, с учетом величины перекрытия 40 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2980 м в соответствии с заданием на проектирование.

4. Глубину спуска хвостовика выбираем 3260 м с учетом вскрытия продуктивного пласта 3200–3230 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30 м.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Ю ₁₄
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	3200
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,156
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,198
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	560
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	499,2
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	2450
Требуемый запас	1,08
Принимаемая глубина, м	800

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования [19, 31, 32, 38, 41]:

1. Направление: интервал цементирования 0–90 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0–800 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 650–2980 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины). Значит, интервал цементирования составляет 2330 м.

4. Хвостовик: интервал цементирования 2900–3260 м (величина установки подвешного устройства хвостовика выше башмака эксплуатационной колонны не менее 75 м для нефтяных скважин). Значит, интервал цементирования составляет 360 м.

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины $110\text{ м}^3/\text{сутки}$ и по условиям геологического задания диаметр колонны под хвостовик принимаем равным $D_{\text{хв}} = 127$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины [41,44].

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле 1, для каждого пласта:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа, равный 49,92 МПа;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$, равная $560 \text{ кг}/\text{м}^3$;

g – ускорение свободного падения, равное $9,81 \text{ м}/\text{с}^2$;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м, равная 3200 м.

$$P_{му} = 49,92 - 17,579 = 32,341 \text{ МПа};$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле 2:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{му}, \quad (2)$$

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

$$P_{ГНВП} = 35,5751 \text{ МПа.}$$

Давления опрессовки определяется по формуле 3:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (3)$$

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

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

$$P_{оп} = 39,13261 \text{ МПа.}$$

Из полученных значений берем наибольшее, то есть $P_{оп} = 39,13261 \text{ МПа}$.

1. Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК);
- допустимого давления (70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (КЗ);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-70-178x245 К1 ХЛ.

2. Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления:

ОП5-280/80x70.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4 [16,17,19, 20, 35, 36].

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–90	Направление	Роторный
90–800	Кондуктор	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
800–2980	Эксплуатационная колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2980–3260	Хвостовик	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
3195 – 3235	Отбор керна	Роторный (Отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов [18-20,35].

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал, м		0-90	90-800	800-2980	2980-3260
Шифр долота		Ш 393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 ВТ 419	БИТ 215,9 ВТ 713	БИТ152,4 В 713 Н
Тип долота		Шарошеч- ное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9	152,4
Тип горных пород		М	М	МС	СТ
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	88
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	4 1/2
Длина, м		0.41	0,4	0,4	0,35
Масса, кг		150	80	43	19
G, тс	Рекомендуемая	14-28	2-12	2-12	3-10
	Предельная	–	40	40	30
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	60-400	60-300
	Предельная	–	400	400	300

1. Для бурения интервала под хвостовик проектируется долото

БИТ152,4 В 713 Н марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

2. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну

проектируется долото PDC БИТ 215,9 ВТ 713 марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и средними горными породами.

3. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC

БИТ 295,3 ВТ 419 марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

4. Для бурения интервала под направление проектируется

шарошечное долото Ш 393,7 М-ЦВ 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.

5. В приведенных первых 3-х случаях выбора долота при использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам 4 и 5 [20,35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 6.

$$G_1 = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3} \quad (4)$$

где α – коэффициент забойных условий;

$P_{ш}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F = 0,03 * D_c k_T, \quad (5)$$

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал, м	0-90	90-800	800-2980	2980-3260
Исходные данные				
α	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	2000	7500	14000	29000
$D_{д}, \text{мм}$	393,7	295,3	215,9	152,4
η	1	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,3	0,6	0,8
$G_{пред}, \text{кН}$	274,5	117,6	117,6	98,0
Результаты проектирования				
$G_1, \text{кН}$	30	30	50	40
$G_2, \text{кН}$	79	88	129	122
$G_{проект}, \text{кН}$	40	50	70	80

где G_1 –допустимая нагрузка (кН), G_2 – предельная нагрузка (кН), $G_{проект}$ – проектируемая нагрузка (кН).

Исходя из опыта бурения интервала четвертичных отложений под направление выбираем осевую нагрузку 40кН, из расчетных 30-79 кН, данная нагрузка достаточна для разрушения горной породы. Для интервала под кондуктор выбираем 50 кН, из расчетных 30-88 кН также исходя из опыта бурения данного интервала. Для эксплуатационной колонны выбираем 70 кН, из расчетных 50-129 кН. Данная нагрузка на долото не превышает допустимую, тем самым будет обеспечена эффективное разрушение горной породы. Для интервала под хвостовик выбираем 80 кН, из расчетных 40-122 кН для достаточного разрушения горной породы.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 6 [20,35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета приведены в таблице 7.

$$n_1 = 19,1 * \frac{V_{л}}{D_{д}}, \quad (6)$$

где $V_{л}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_{д}$ – диаметр долота, м.

Таблица 7 – Результат расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал, м	0-90	90-800	800-2980	2980-3260	
Исходные данные					
$V_{л}, \text{ м/с}$	2,8	1,5	1	1	
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1524
	мм	393,7	295,3	215,9	152,4
$\tau, \text{ мс}$	6	–	–	–	
z	24	–	–	–	
α	0,8	0,6	0,3	0,5	
Результаты проектирования					
$n_1, \text{ об/мин}$	135	97	88	125	
$n_2, \text{ об/мин}$	50	100	120	130	
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	40-50	90-100	80-90	125	

где n_1 – расчетная частота вращения (об/мин.), n_2 – статическая частота вращения, (об/мин.), $n_{\text{проект}}$ - проектируемая частота вращения (об/мин.).

Исходя из практики в бурении, интервал под направление бурится роторным способом. Диапазон частоты вращения ротора 35-80 об/мин. Из расчета мы видим для эффективного разрушения горной породы 135 об/мин. Но поскольку интервал мал и использование ВЗД не целесообразно, то выбираем частоты вращения 40-50 об/мин. Данная частота вращения никак не повлияет на износ опор долота. Для интервалов под кондуктор, эксплуатационную колонну, хвостовик выбирается расчетное значение эффективного разбуривания горной породы.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 68 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 32 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для

стабильной работы ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 15 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированные параметры расхода бурового раствора обеспечены буровым насосом УНБТ-1080, так как в данном исполнении он является частотно регулируемым. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в приложение Б (таблица Б.1 и Б.2).

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Расчет двигателя произведен по формулам (7-10) [20,35-36] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат проектирования занесен в таблицу 9.

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9)D_d, \quad (7)$$

Где:

$D_{зд}$ – диаметр забойного двигателя, мм;

D_d – диаметр долота, мм.

$$M_p = M_o + M_{уд} * G_{ос}; \quad (8)$$

Где:

M_p – момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м;

M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м;

$M_{уд}$ – удельный момент долота, Н*м/кН;

$G_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

$$M_o = 500 * D_d, \quad (9)$$

Где:

D_d – диаметр долота, м.

$$M_{уд} = Q + 1,2 + D_d; \quad (10)$$

где:

Q – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1–2 (принимается 1,5), Н*м/кН;

D_d – диаметр долота, м.

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0–90	90–800	800–2980	2980–3260
Исходные данные					
D_d	м	–	0,2953	0,2159	0,1524
	мм	–	295,3	215,9	152,4
G_{oc} , кН		–	88	129	122
Q , Н*м/кН		–	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}$, мм		–	236	172	122
M_p , Н*м		–	2963	3204	2272
M_o , Н*м		–	147	108	76
$M_{уд}$, Н*м/кН		–	32	24	18

где M_p – момент, необходимый для разрушения горной породы (Н*м), M_o – момент, необходимый для вращения долота без нагрузки (Н*м), $M_{уд}$ – удельный момент долота (Н*м).

Для интервала бурения под кондуктор 90–800 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД-ДР-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения 800–2980 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД Д5-172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Для интервала бурения под хвостовик 2980–3260 м проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД ДР-127М, который отвечает требованиям по

диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики ВЗД

Двигатель	ВЗД ДР-240	ВЗД Д5-172	ВЗД ДР-127
Интервал, м	90–800	800–2980	2980–3260
Наружный диаметр, мм	240	172	127
Длина, м	9	5,63	6,45
Вес, кг	1851	1225	400
Расход жидкости, л/с	30–75	25–35	10–20
Число оборотов, об/мин	120-200	80-100	90–180
Максимальный рабочий момент, кН*м	9–18	5,2–7,0	3–4,5
Мощность двигателя, кВт	110–250	50–80	34-84

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблицах Б.1–Б.2 приложение Б.

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». Результат расчета бурильной колонны на прочность представлен в таблице 10.

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовика применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки [34].

Таблица 10 – Результат расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал , м	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, тонны			КЗП		
								1 метр трубы	Секции	Нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
Направление													
0-90 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	—	—	—	—	0,41	—	0,365	0,365	—	—	—
	УБТ	203	100	—	—	—	24	0,192	4,608	4,973	—	—	—
	Калибратор	203	80	—	—	—	1,46	—	0,308	5,281	—	—	—
	БТ	127	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	64,13	0,0312	2,002	7,283	3,82	>10	>10
Кондуктор													
90-800 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	—	—	—	—	0,4	—	0,2	0,2	—	—	—
	Калибратор	295,3	90	—	—	—	0,85	—	0,411	0,611	—	—	—
	Двигатель	240	—	—	—	—	9	—	0,205	0,816	—	—	—
	УБТ	203	80	—	—	—	27	0,191	5,157	5,973	—	—	—
	Яс гидравлический	170	70	—	—	—	6,51	—	0,098	6,071	—	—	—
	БТ	127	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	756,24	0,0312	23,61	29,68	2,07	8,05	4,34
Эксплуатационная													
800-2980 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	—	—	—	—	0,4	—	0,107	0,107	—	—	—
	Калибратор	215,9	70	—	—	—	0,58	—	0,092	0,199	—	—	—
	Двигатель	172	—	—	—	—	5,63	—	0,108	0,307	—	—	—
	УБТ	178	45	—	—	—	18	0,174	3,132	3,439	—	—	—
	Яс гидравлический	165	50	—	—	—	6,2	—	0,048	3,487	—	—	—
	УБТ	178	45	—	—	—	18	0,174	3,132	6,619	—	—	—
	БТ	127	108,6	9,2	Е	ЗП-162-92	2931	0,0312	91,51	98,13	2,25	2,43	1,52
Хвостовик													
3195-3235 Отбор керна КНБК №4	Долото	152,4	—	—	—	—	0,23	—	0,023	0,023	—	—	—
	УБТ	127	80	—	—	—	18,83	0,122	2,297	2,32	—	—	—
	УБТ	108	80	—	—	—	24	0,156	3,744	6,064	—	—	—
	Яс гидравлический	122	57,2	—	—	—	5,7	—	0,105	6,169	—	—	—
	БТ	89	71	9	Е	ЗН-108	3186	0,02	63,72	69,89	2,31	2,27	1,58
2980-3260 Бурение КНБК №5	Долото	152,4	—	—	—	—	0,35	—	0,054	0,054	—	—	—
	Калибратор	152,4	60	—	—	—	0,2	—	0,135	0,189	—	—	—
	Двигатель	127	—	—	—	—	6,45	—	0,062	0,251	—	—	—
	УБТ	108	45	—	—	—	18	0,063	1,134	1,385	—	—	—
	Яс гидравлический	122	45	—	—	—	2	—	0,08	1,465	—	—	—
	УБТ	108	50	—	—	—	108	0,063	6,804	8,269	—	—	—
	БТ	89	71	9	Е	ЗН-108	3125	0,0184	57,5	65,77	2,48	2,41	1,64

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах В.1–В.5 приложения В.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

- интервал бурения 0–90 м под направление – бентонитовый буровой раствор.
- интервал бурения 90–800 м под кондуктор – полимер-глинистый буровой раствор.
- интервал бурения 800–2980 м под эксплуатационную колонну – полимер-глинистого буровой раствор.
- интервал бурения 2980–3260 м под колонну хвостовик – биополимерный буровой раствор.

Интервал под направление:

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

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

Состав бентонитового раствора представлен в таблице 11.

Таблица 11 – Компонентный состав бентонитового раствора (под направление)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,7-1,2
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,7
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50
Барит	Утяжелитель	Придание раствору заданной плотности	87

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 16.

Интервал под кондуктор:

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

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

Для предупреждения возможных поглощений используется ПАЦ НВ. Компонентный состав полимер-глинистых растворов представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав полимер–глинистого раствора (под кондуктор)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
1	2	3	4
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,2–0,3
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,2–0,3
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	15–20
Барит	Утяжелители	Регулирование плотности	130
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3–0,5
ФХЛС	Понизитель вязкости	Снижение вязкости	10–20
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5–0,6
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3–0,5
Ингибитор DRILLING DETER-GENT	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1

Данные растворы после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 16.

Интервал под эксплуатационную колонну:

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

бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта J2-3vs. Данные проблемы решаются с использованием полимерглинистого бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку.

Компонентный состав полимерглинистого раствора представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Компонентный состав полимерглинистого раствора (под эксплуатационную колонну)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4–0,5
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,4–0,7
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7–15
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	55–65
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3–0,5
ФХЛС	Понизитель вязкости	Снижение вязкости	10–20
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5–0,6
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3–0,5
Ингибитор DRILLING DETERGENT	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1

Данные растворы после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 16.

Интервал под хвостовик:

При бурении под хвостовик 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 J2-3vs. Данные проблемы решаются с использованием биополимерный бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку.

Компонентный состав биополимерного раствора представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав биополимерного раствора (под хвостовик)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	2–2,1
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	2–2,1
Ксантановая смола	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,4–3,6
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	50–60
KCL	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	30–50
Крахмал (DEXTRID LT)	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16–18
Смазочная добавка BDF-612»	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	18–22
Карбонат кальция 5 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	10–15
Карбонат кальция 50 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	20–25
Бактерицид MICROBIOSIDE	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4–0,5
Пенегаситель BDF-611	Пенегасители	Предотвращение пенообразования	0,4–0,5

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 16.

Таблица 15 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения			
	Под направление	Под кондуктор	Под ЭК	Под хвостовик
Минимальная репрессия, %	10	5 или 10	5	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	5,5-8	5,5-7

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 16 [23,26].

Таблица 16 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
			Плотность г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, сПз	СНС 10 сек / 10 мин,	Водоотдача, см ³ / 30 мин	рН	содержание песка, %
	от	до								
Бентонитовый (под направление)	0	90	1,11	120	–	–	–	–	–	–
Полимерглинистый (под кондуктор)	90	800	1,11	60	15	45	10-30/25-50	< 10	8,5	< 2
Полимерглинистый (под ЭК)	800	2980	1,2	45	15	40	10-25/15-30	< 6	9,0	< 1
Биополимерный (под хвостовик)	2980	3260	1,68	55	25	30	6-20/10-30	< 6	9,5	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все за проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Г.1 приложения Г.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо

учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Г.2 приложения Г.

В качестве рекомендации для предотвращения поглощений при бурении интервалов склонных к поглощениям необходимо предусмотреть наличие необходимого количества химических реагентов для приготовления кольматационных пачек на основе бурового раствора с поднятием условной вязкости и добавлением разнофракционного карбоната кальция и инертного наполнителя [26].

Состав и концентрация кольматационной пачки:

- | | |
|--|---|
| 1. Буровой раствор | 5. CaCO ₃ 150 – 60 кг/м ³ |
| 2. ПАЦ ВВ – 5 кг/м ³ | 6. NUT SHELL MEDIUM – 30 кг/м ³ |
| 3. CaCO ₃ 5 – 60 кг/м ³ | 7. NUT SHELL COARSE – 30 кг/м ³ |
| 4. CaCO ₃ 50 – 60 кг/м ³ | 8. CF-1 (торф) – 20 кг/м ³ |

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины [38,28-29].

Расчет гидравлической программы промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах 17, 18, 19.

Таблица 17 – 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)					Количество, шт	Диаметр, мм		
Под направление									
0	90	Бурение	0,434	0,056	Периферийная	2	19,1	119,4	4,61
Под кондуктор									
90	800	Бурение	0,67	0,81	Периферийная	3	15,9	93,6	4,21
Под эксплуатационную колонну									
800	2980	Бурение	0,924	0,088	Периферийная	3	12	95,1	4,79
Под хвостовик									
2980	3260	Бурение	0,958	0,082	Периферийная	4	7; 8	84,8	4,9
Отбор керна									
3195	3235	Отбор керна	0,958	0,082	Периферийная	4	7; 8	84,6	4,88

Таблица 18 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД, %	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	90	Бурение	УНБТ-1080	2	95	180	231	100	93	34	68
90	800	Бурение	УНБТ-1080	2	95	170	261	100	85	27,5	55
800	2980	Бурение	УНБТ-1080	1	95	160	290	100	112	32	32
2980	3260	Бурение	УНБТ-1080	1	95	140	387	100	67	15	15
3195	3235	Отбор керна	УНБТ-1080	1	95	140	387	100	67	15	15

Таблица 19 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
От (верх)	до (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				На садках долота	Забойном двигателе			
0	90	Бурение	86,9	67,5	0	9,3	0,1	10
90	800	Бурение	190,6	57,3	65,2	56,1	2,0	10
800	2980	Бурение	183,3	50,1	69,9	40	14,6	8,7
2980	3260	Бурение	325,2	76	73,9	124,3	47,9	3,1
3195	3235	Отбор керна	243,4	82,1	0	111	47,5	2,9

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: 3200 – 3230 м. По условию задания скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, вследствие этого планируемый интервал отбора керна следующий:

- интервал отбора керна 3195–3235 м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения данного интервала [35].

Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ 152,4/80 В 613.01	152,4	80	3-88	10

Тип и характеристика проектируемого кернотборочного снаряда представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Тип и характеристика проектируемого кернотборочного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					Верхняя	Нижняя	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (3)	80	14835	3-102	3-102	2300

Технические средства и режимы бурения при отборе керна

представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
3195-3235	СК-136/80 «ТРИАС»	1-3	60-120	14-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	560	глубина скважины, м	3260
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	650	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_{2,м}$	100
Высота цементного столба $h_{\text{ст}}$, м	20	динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	2173

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [38,41-42].

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}, \quad (11)$$

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

$P_{\text{в}}$ – внутреннее давление.

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.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2 и 3.

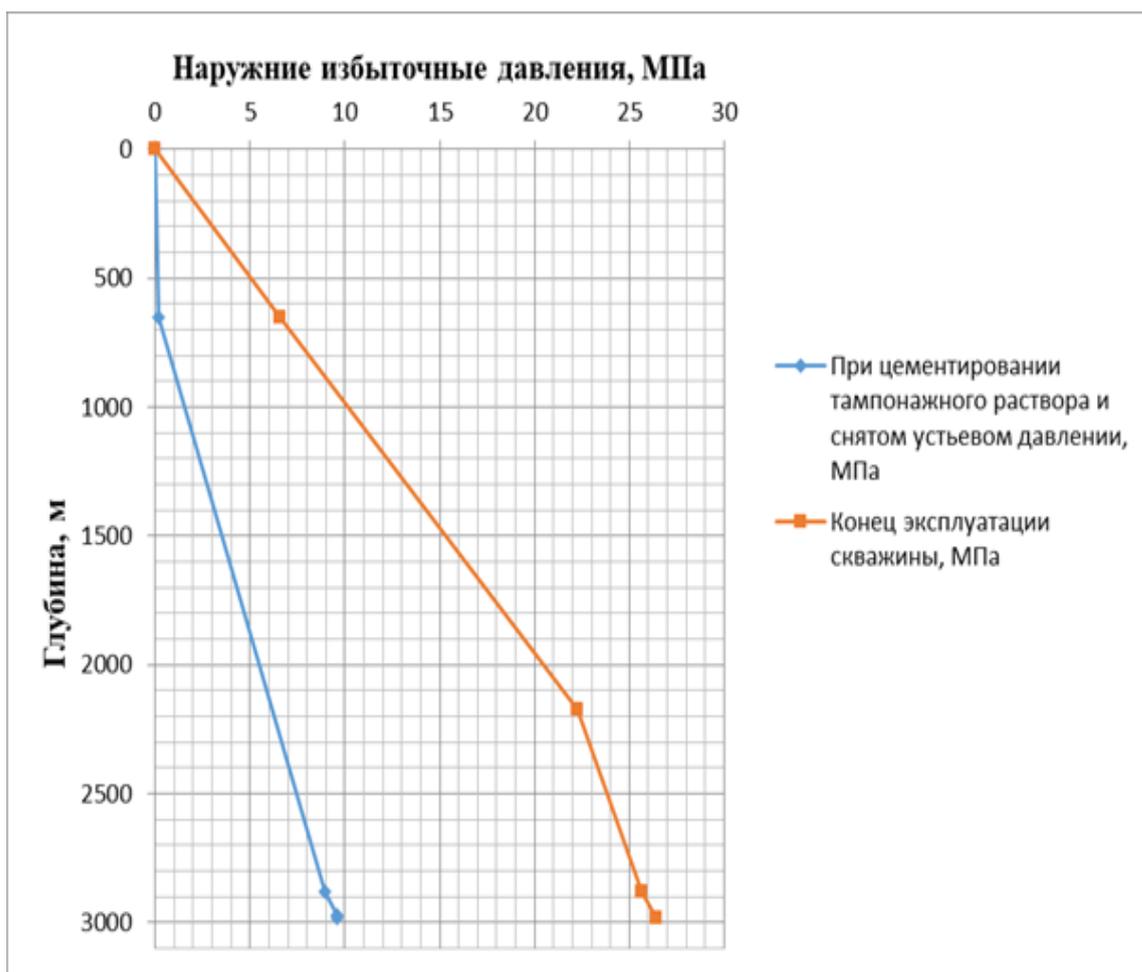


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений ЭК

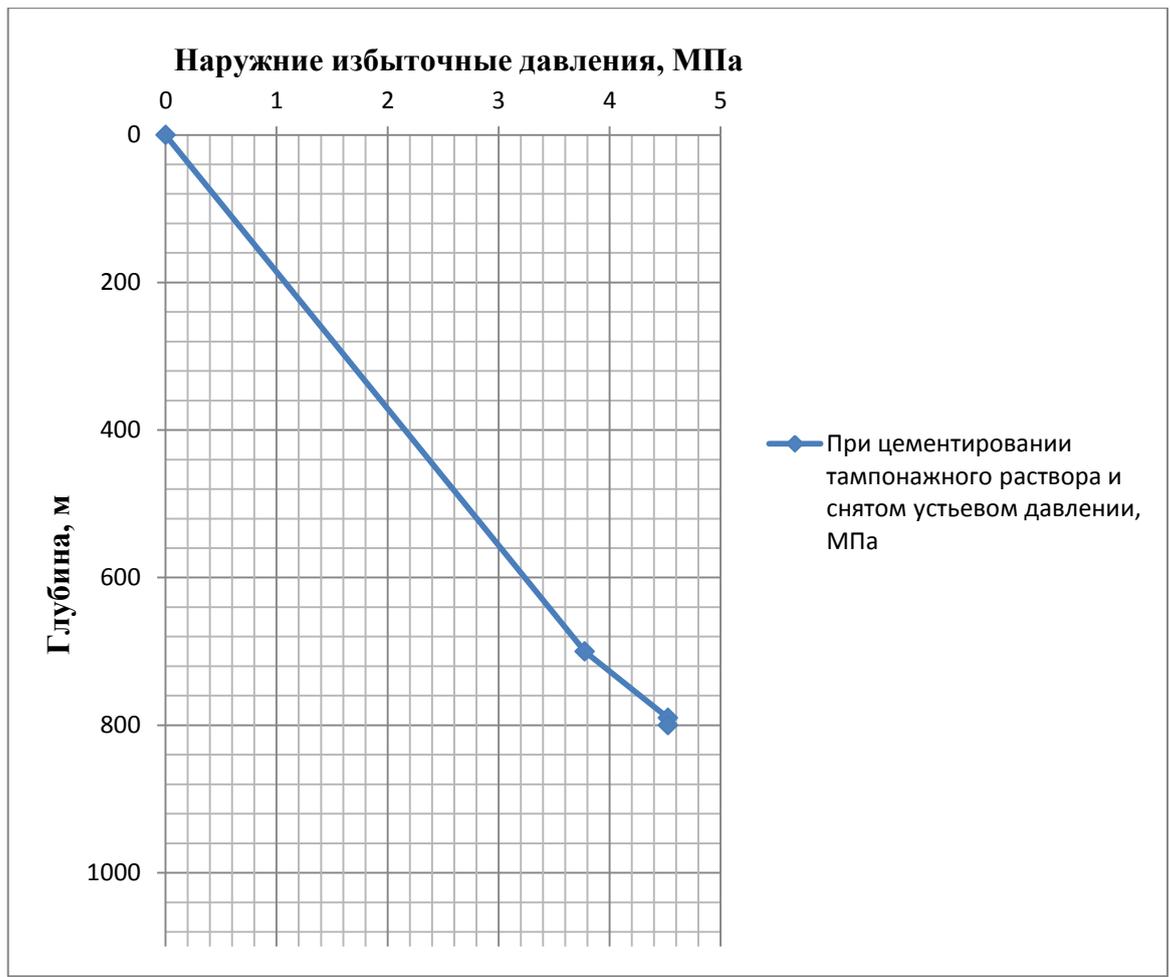


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора.

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства 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 на герметичность [42]. Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 4 и 5.

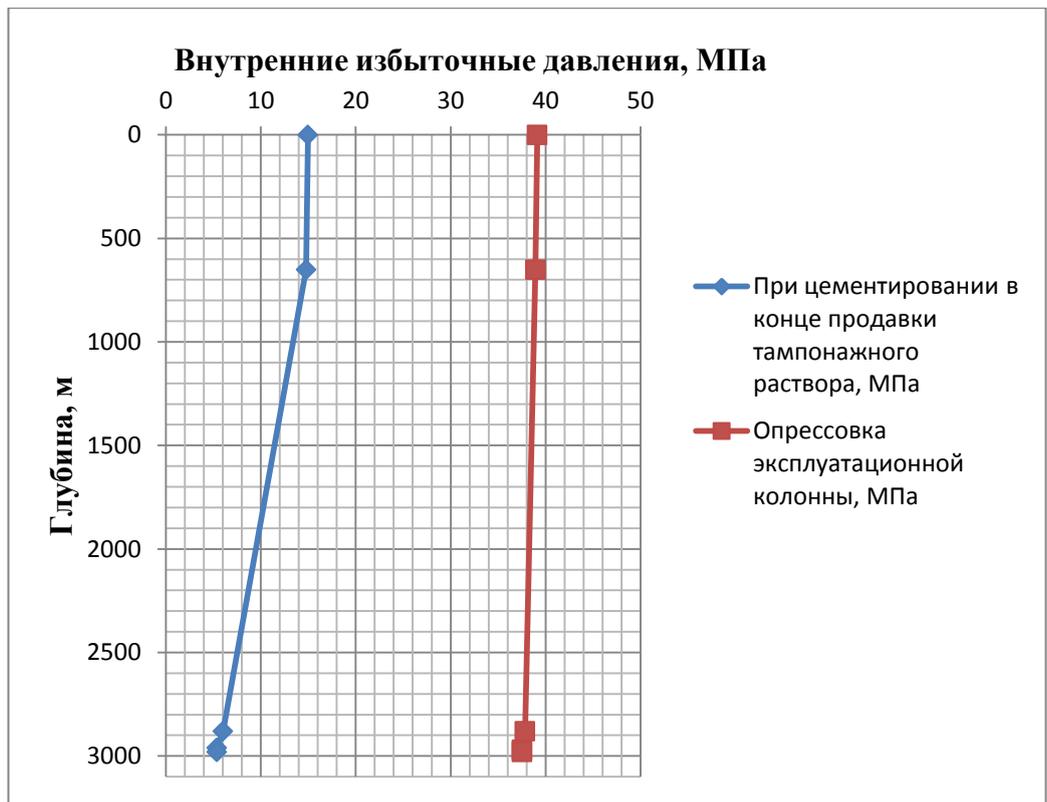


Рисунок 4 – Эпюры внутренних избыточных давлений ЭК

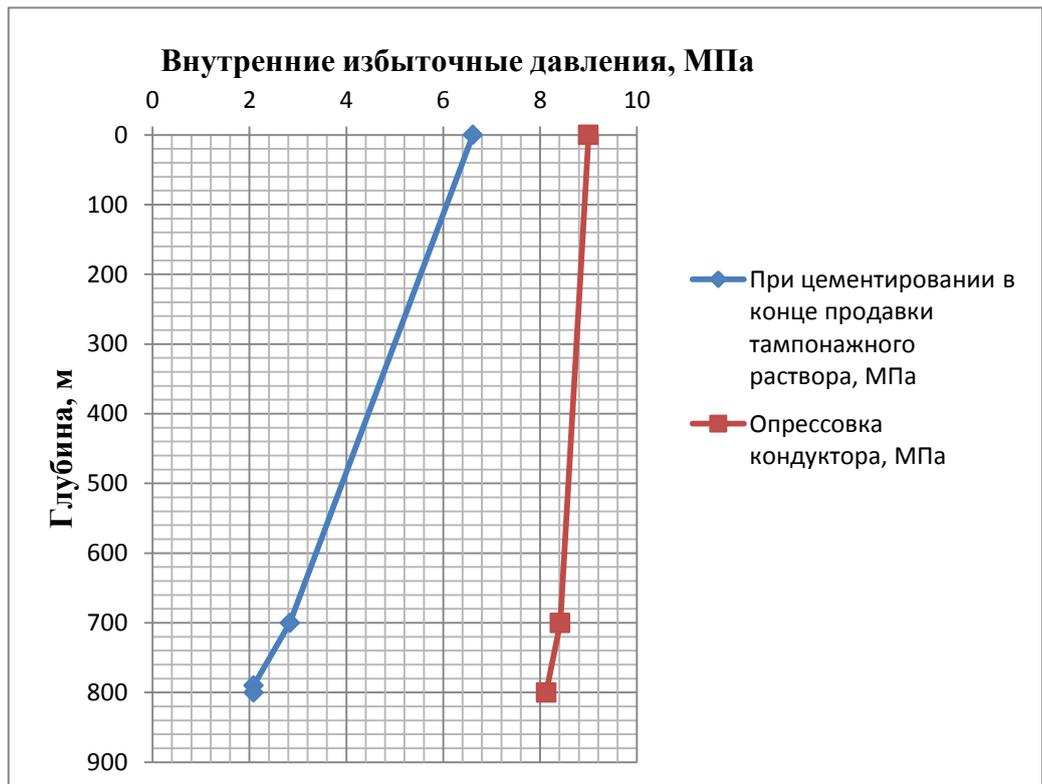


Рисунок 5 – Эпюры внутренних избыточных давлений кондуктора

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки [29, 38, 43].

Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	Суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	90	68,53	6167,7	6167,7	0–90
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	800	48,13	38504	38504	0–800
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	12,7	2980	52,51	156480	156480	0–2980
Хвостовик								
1	ОТТГ	Д	9,2	360	27,32	9835,2	9835,2	2900–3260

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.3 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 12 [19,31,41]:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (12)$$

где:

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

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

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

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс кп}$ определяется по формуле 13:

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (13)$$

где:

$\rho_{буф}$, $\rho_{тр н}$, $\rho_{тр обл}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были определены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений»;

$$\rho_{буф} = 1030 \text{ кг/см}^3;$$

$$\rho_{тр н} = 1820 \text{ кг/см}^3;$$

$$\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/см}^3;$$

$$h_1 = 650 \text{ м};$$

$$h_2 = 100 \text{ м}.$$

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гдкп}$ определяются по формуле 14:

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (14)$$

где:

L – длина скважины по стволу, м. $L=2980$;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, Мпа/м ($\lambda=0.0013$ Мпа/м).

Проверка условий:

$$38,98004+3,874 \leq 0,95*2980*0,019;$$

$$42,85 \leq 54,41.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.3.1 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 [19,31,41].

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,6	1,32	1030	1,32	МБП-СМ	92,4
		5,28	1030	5,28	МБП-МВ	79,2
Продавочная жидкость	55,81		1000	–	Тех.вода	–
Облегченный тампонажный раствор	62,72		1400	41,86	ПЦТ – III – Об (4-6) – 100	51683
					НТФ	25,71
Нормальной плотности тампонажный раствор	2,09		1820	1,20	ПЦТ – II – 150	2800
					НТФ	0,86

2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах (по формуле 15):

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (15)$$

где:

$G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, тн.;

$G_{\text{б}}$ – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

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

производить досыпку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 51,68 / 10 = 5,168 - 5 \text{ УС 6-30.}$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m = 2,8 / 13 = 0,21 - 1 \text{ УС 6-30.}$$

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 6.

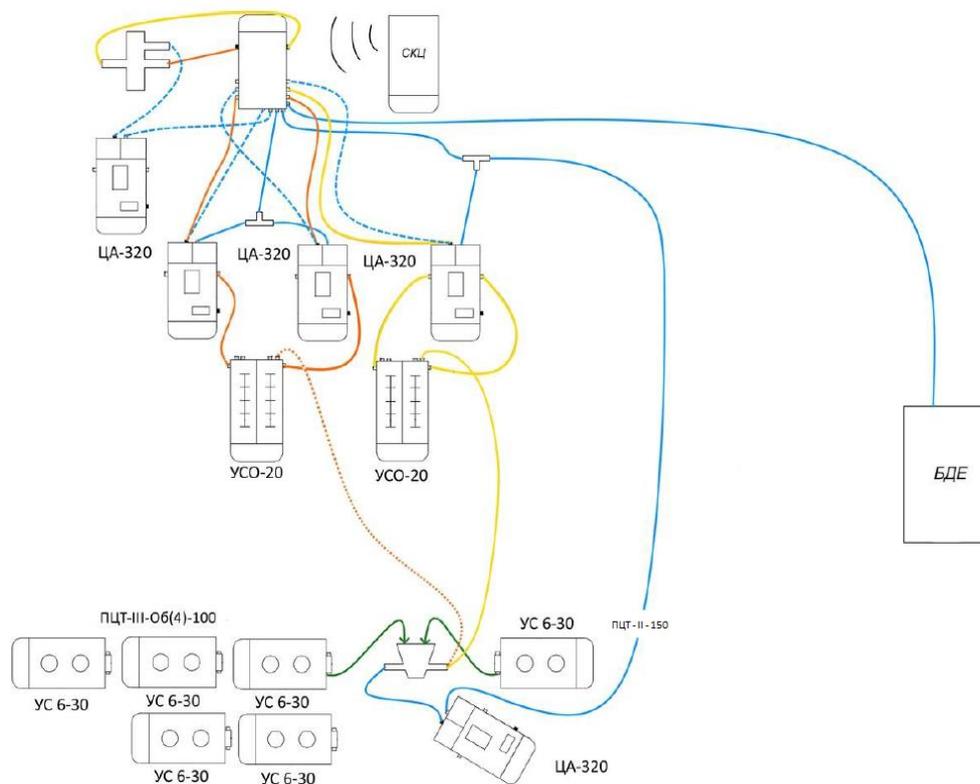


Рисунок 6 – Схема обвязки цементировочной техники при приготовлении тампонажного раствора с применением цементосмесительной установки и гидроворонки (цементировочный агрегат ЦА–320 – 5 ед., смесительная установка УС6–30 – бед., установка смесительно осреднительная УСО–20 – 2ед., блок манифольдов БМ – 1ед., станция контроля цементирования СКЦ – 1ед., БДЕ – блок дополнительных емкостей).

2.4.5 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр (Д _{усл})	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество			
		От (верх)	До (низ)	элементов на интервале, штук	суммарное, штук		
						по стволу	по стволу
		Направление, Д _{усл} = 324 мм	БКМ-324 ОТТМ	90	90	1	1
			ЦКОД-324 ОТТМ	80	80	1	1
ПЦ-324	0		90	4	4		
ПРП-Ц-324	90		90	1	1		
Кондуктор, Д _{усл} =245 мм	БКМ-245 ОТТМ	800	800	1	1		
	ЦКОД-245 ОТТМ	790	790	1	1		
	ПЦ 245/295	0	90	4	26		
		90	800	22			
	ТПЦ 245/295	90	800	10	10		
	ПРП-Ц-245	790	790	1	1		
Эксплуатационная колонна, Д _{усл} =178 мм	БКМ-178 ОТТГ	2980	2980	1	1		
	ЦКОД-178 ОТТГ	2970	2970	1	1		
	ПЦ 178/216	0	800	16	59		
		800	2980	43			
	ТЦТ 178/216	800	2050	25	43		
		2050	2980	18			
	ПРП-Ц-В 178	2980	2980	1	1		
ПРП-Ц-Н 178	2980	2980	1	1			
Хвостовик Д _{усл} =127 мм	БКБ-127 ОТТГ	3260	3260	1	1		
	ЦКОД-127 ОТТГ	3240	3240	1	1		
	ПЦ 127/156	2990	3260	6	6		
	ПРП-Ц-В 80	3240	3240	1	1		
	ПХГМЦ 127/178	2900	2900	1	1		

2.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор ORION 73КЛ. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 30 м, глубина 3200–3230 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ORION 73КЛ представлены в таблице 27.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором ORION 73КЛ потребуется одна спуско–подъемная операция перфорационного комплекса в составе из шести секций по 5 м.

Таблица 27 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ORION 73КЛ

Технические характеристики	ORION 73КЛ
1	2
Наружный диаметр, мм	73
Фазировка, °	60
Плотность перфорации, отв./м	20/1
Максимально допустимое гидростатическое давление, Мпа	80/130
Максимально допустимая температура, °С	150/170
Длина корпусов, м	1/2/3/4/5/6

2.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-80 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров) [44].

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80

Характеристики	Единица измерения
1	2
Наружный диаметр, мм	80
Минимальный диаметр проходного канала, мм	18

Продолжение таблицы 28

1	2
Максимальный перепад давления, Мпа	30
Максимальное давление, Мпа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3–62

3.1.4 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 АФ1-80/65x35.

3.1 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами [35].

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (16)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (17)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (18)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле 19:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (19)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k=1,3$);

$Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку Уралмаш БУ 4000/250 Р-БМ.

Расчет буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета буровой установки представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Результат расчета буровой установки

Выбранная буровая установка БУ 4000/250 Р-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	102	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$150 > 102$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	156	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$225 > 156$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	203	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$250/203 = 1,23 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		

3 ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ МОБИЛЬНЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Введение

В наше время, на современном рынке бурильной техники, огромную долю занимают: российские, немецкие, американские и китайские производители мобильных буровых установок (МБУ). Они ценятся за мобильность, качество, высочайшую производительность и износостойкость измеряемую десятилетиями.

Главные преимущества МБУ, в отличие от стационарных, является их высокая маневренность, мобильность, разнообразие выполняемых работ, низкая себестоимость и конструктивные особенности [46, 47].

В России, буровые и сервисные компании, предпочтение отдают отечественным и китайским производителям МБУ. В связи с выбором проверенных производителей, удобной логистической доставке техники и ее низкой себестоимости в сравнении с Немецкими и Американскими производителями.

В зависимости от метода передвижения буровые машины бывают:

1) На базе автомобилей или прицепа, оборудованных стреловым механизмом. Эти установки оборудованы своим собственным шасси, на котором располагаются все механизмы и агрегаты для подъёма мачты, работы талевой системы и привода ротора. МБУ применяются, как для бурения нефтяных и газовых скважин, проведения работ по освоению, капитальному ремонту и ликвидации аварий, бурения скважин на воду.

2) На собственном гусеничном или пневмоколесном ходу. Эти мобильные буровые установки могут применяться, при монтажных, изыскательских работах, для устройства буронабивных, бурения дюкеров. Преимущество такого типа можно выделить высокую маневренность и проходимость.

3) Блочно-модульные – такие установки монтируются по типу стационарных установок. Оборудование располагается по блочно-модульной

компоновке, что позволяет оперативно перемещать его в собранном виде в пределах кустовой площадки. Такие установки применяются для бурения и нефтяных и газовых скважин.

По назначению все МБУ можно разделить на 4 группы:

1) Создание эксплуатационных и разведочных скважин – МБУ используются для бурения нефтяных и газовых скважин. Применяются буровые установки на базе автомобилей, которые имеют грузоподъемность до 300 тонн, а глубина бурения превышает 1 км. Также такие МБУ используются для резки и бурения боковых стволов.

2) Для проведения изысканий и устройства скважин. Бурение с целью добычи воды. Бурение дюкеров для прокладки трубопроводов под руслами водоемов, железной дорогой, автомобильными магистралями и т.д. Буровые установки выпускаются на базе автомобилей и собственном гусеничном или пневмоколесном ходу.

3) Для проведения работ по освоению, капитальному ремонту и ликвидации аварий в нефтяных и газовых скважинах – применяются установки для работы КРС, ПРС, а также Колтюбинговые установки.

4) Для выполнения технических целей – относятся установки на колесном и гусеничном ходу. Такие мобильные установки используются в строительстве для создания скважин под фундамент или рыхления твердых пород, горном деле. Также при бурении скважин под сваи для строительства мостов, также для прокладки кабелей и труб различного назначения.

3.1 Производители МБУ

3.1.1 Российские буровые установки

Среди отечественных производителей можно выделить: «Кунгурское машиностроительное предприятие», Производственное объединение «Елабужский автомобильный завод» (ПО ЕлАЗ), «Камский прессово-рамный завод» и автомобильный завод ОАО «КАМАЗ», ОАО «Волгоградский завод буровых механизмов», «Стромнефтемаш», «Идельнефтемаш» и «Уралмаш».

Кунгурский машиностроительный завод

К основным моделям завода относится МБУ-125, МБУ-160 и МБУ-140. Буровую установку МБУ 125 (Рисунок 7) используют при проведении КРС, бурении разведочных и эксплуатационных скважин забойными двигателями и ротором, в действующих скважинах для зарезки второго стола. Данная установка в состоянии пробурить скважину глубиной в 2500 метра. Также допустимо применение на этих установках СВП.



Рисунок 7 – МБУ 125 (в смонтированном виде)

Камский прессово-рамный завод» и автомобильный завод ОАО «КАМАЗ»

Колтюбинговая установка М1002 на шасси КАМАЗ-53228 (рисунок 8):

Колтюбинг (с англ. – колонна гибких труб) — развивающееся перспективное направление специализированного оборудования для нефтегазовой промышленности. Основа лежит в использовании гибких непрерывных труб, которые применяются вместо традиционных сборных бурильных и насосно-компрессорных труб при работах в скважинах. С помощью гибкой трубы предоставляется доступ в боковые и горизонтальные стволы, а также не производятся операции по сборке/разборке бурильной колонны. Колтюбинг используют: при промывке песчаных и парафиновых пробок, цементировочных работ, кислотной обработки, освоения скважин,

других ремонтных, аварийных и исследовательских работах на скважинах. Оборудование позволяет производить работы при давлении на герметизируемом устье до 70Мпа.



Рисунок 8 – Колтюбинговая установка М1002

3.1.2 Немецкие буровые установки

По мнению инженеров буровых компаний, именно немецкие буровые установки являются самыми качественными и надежными, а спецтехника из Германии – по-настоящему профессиональной. Но один минус – немецкое буровое оборудование находится в самом высоком ценовом диапазоне по сравнению с подобной техникой производства компаний других стран.

В Россию поставляются буровой спецтехники таких известных немецких фирм, как: Bauer, Lutz Kurth, Liebherr, Bentec, SATVIA.

Некоторые компании имеют совместные российско-немецкие производства на базе заводов в России. Установки российской сборки, не только построенная по зарубежным конструкциям, но также содержащая импортные детали и узлы.

Bentec

Фирма «Bentec» — это один из лидеров немецкого производства бурильных установок и бурового оборудования, специализированного для бурения нефтяных и газовых скважин. На данный момент эта компания является самой крупной мировой ремонтной компанией, занимающейся изготовлением лучших спецмашин. В России в Тюмени находится дочернее предприятие. Тюмень выбрана из-за географического расположения и логистики. «Bentec» выпускают блочно-модульные МБУ с возможностью быстрого монтажа-демонтажа и транспортировки ж/д транспортом. Большую популярность в России завоевала установка Bentec HR 5000 (рисунок 9), максимальной грузоподъемностью 320 тонн.



Рисунок 9 – Bentec HR 5000

BAUER

«Bauer Maschinen» выпускает мощную технику на гусеничном ходу применяемую в технических целях и предназначенную для бурения отверстий больших диаметров и глубин и выделяющуюся среди машин других компаний самым широким модельным рядом. Буровые агрегаты этой фирмы используются для двух методик бурения – роторной для поисковых целей и «стена в грунте» под нужды строительства. Кроме этого, «BAUER» производит весь необходимый дополнительный инструмент собственной разработки. Распространенные модели установок «BAUER» – MC32ValueLine (рисунок 10).



Рисунок 10 – MC32ValueLine

SATVIA

Модельный ряд «SATVIA»: ТВ 1300 V, ТВ 1600 V, ТВ 1800 V, ТВ 2100 S, VB 152 R, VB 200, VB 200 R, VB 201 R D, VB 500, VB 600, VB 600 S.

Мобильная буровая установка ТВ 1600 V (рисунок 11) предназначена для бурения разведочных и эксплуатационных скважин, освоения и ремонта скважин, в температурном диапазоне от минус 45 до плюс 50 °С. Глубина бурения, в зависимости от бурильного инструмента, может достигать 3000м. Установка монтируется на базе шестиосного автомобиля с двумя турбодизельными моторами DEUTZ мощностью 400 кВт каждый.



Рисунок 11 – ТВ 1600 V

3.1.3 Американские буровые установки

США занимаются выпуском большого количества буровых установок, которые имеют все современные технологии и соответствуют мировым стандартам по безопасности. Многие буровые компании равняются на американские технику и комплектующие. Например, российский производитель техники «Прайд» сделал свои буровые установки горизонтально направленного бурения, основываясь на продукцию компании Ditch Witch, с комплектующими которой они полностью совместимы. Данные установки сертифицированы по мировым стандартам, что подтверждает их качество и надежность.

Caterpillar

Caterpillar выпускают одни из лучших буровые установки для технического назначения, а также лучшие двигатели внутреннего сгорания на спецтехнике. Установки предназначены для роторного или ударного бурения. Они используют гусеничное шасси, длиной до 6 метров и шириной около 4 метров. Буровая установка имеет всё необходимое оборудование, складывающуюся мачту высотой от 8 до 11 метров, а также кабину бурильщика. Данные буровые установки предназначены для бурения в горной местности, в карьерах. При этом подходят для бурения как в мягких, так и в твердых породах и славятся своей долговечностью. Способны пробурить скважину диаметром в 300 мм на глубину около 55 метров. В России большое применение имеет установка Caterpillar MD6750 (рисунок 12).



Рисунок 12 – MD6750

Cardwell

Компания Cardwell имеют большой ряд моделей мобильных буровых установок разной комплектации, грузоподъемностью и назначением. Мобильная буровая установка Cardwell KB200C-215 (рисунок 13) предназначена для бурения, капитального ремонта, резки боковых стволов и текущего ремонта скважин. В России большое применение данных установок использует компания «Сургутнефтегаз».



Рисунок 13 – KB200C-215

3.1.4 Китайские буровые установки

Преимуществом китайского производства мобильных буровых установок является ее низкая цена, но при этом все установки и оборудование не уступают по техническим характеристикам ведущим американским и европейским производителям. А в наше время китайские мобильные установки стали превосходить по параметрам известные бренды. Логистическая близость России и КНР способствует большой популярности приобретения оборудования, запасных частей и механизмов из Китая. На сегодняшний день в нашей стране – 60% МБУ приходится на китайские установки.

Shandong

Наиболее известным заводом Китая являются Shandong, который входит в корпорацию Sinoprec. Среди популярных китайских мобильных установок можно выделить следующие: ZJ30, ZJ40 (рисунок 14).

МБУ «ZJ» в основном базируются на базе автомобилей, что способствует высокому уровню мобильности, также есть блочно-модульные установки. Надёжное оборудование специально рассчитано на работу в суровых климатических условиях, при таких обстоятельствах есть возможность пробурить скважины глубиной до 4 километров. Модельный ряд МБУ «ZJ» представлен на рисунке 15. Также совместно с МБУ возможно приобретение дополнительных блоков (насосный, емкостной и блок очистки бурового раствора). [46,47]



Рисунок 14 – ZJ 40



ZJ 10 - 1000м мобильная буровая установка



ZJ30 - 3000м мобильная буровая установка



ZJ15 - 1500м мобильная буровая установка



ZJ30 - 3000м МБУ С электроприводом



ZJ20 - 2000м мобильная буровая установка



ZJ40 - 4000м мобильная буровая установка

Рисунок 15 – Модельный ряд МБУ «ZJ»

Вывод

Сравнительный анализ по всем моделям МБУ, разных производителей, провести нельзя, так как у каждой установки свое назначение и их технические характеристики существенно отличаются.

Если рассматривать МБУ для бурения скважин, то по всем параметрам, приемлемой ценой (на установку, оборудование и комплектующие), наличием транспортной базы, большим модельным рядом и качеством изготовления – однозначно выбор падает на МБУ китайского производства. Технические характеристики всех МБУ представлены в приложении Д, таблица Д1.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСО-ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Объектом исследования является планирование и формирование бюджета научных исследований для строительства разведочной скважины глубиной 3260 м расположенной в Красноярском крае, это является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения исследований.

Целью раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение является проектирование нормативной карты для строительства разведочной скважины глубиной 3260 м в Красноярском крае.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

1. Произвести расчет норм времени на производимые операции;
2. Спроектировать нормативную карту строительства разведочной скважины;
3. Произвести расчет сметы для строительства разведочной скважины.

4.1 Основные направления деятельности ООО «Газпром бурение»

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром бурение» (ГПБ) является одним из крупнейших независимых буровых предприятий России. ГПБ являемся одним из крупнейших буровых подрядчиков в России, их парк насчитывает 153 буровые установки. Большая часть парка – это наиболее востребованные тяжелые станки с грузоподъемностью более 250 тонн. В последние 7 лет компания инвестировала 15 млрд. руб. в обновление парка: было закуплено 27 новых станков, модернизацию прошли 19 буровых установок. На 2018 год запланирован закуп как минимум четырех БУ-6000/400. В течении следующих 10 лет планируется ежегодно закупать как минимум 3-4 буровые установки в год. ГПБ накопило богатый опыт при разработке труднодоступных ачимовских залежей на Уренгойском, Ново-Уренгойском, Восточно-Уренгойском месторождениях, строительстве эксплуатационных скважин на крупнейших разведанных континентальных месторождениях

России — нефтяных месторождениях имени Р. Требса и А. Титова в НАО, является единственным подрядчиком, работающем на Бованенковском месторождении. Компания пробурила 21 горизонтальную скважину на Термокарстовом месторождении. Также компания выполняла работы по бурению ERD скважин на Юрхаровском месторождении.

Один из самых сложных и ответственных проектов по строительству горизонтальных скважин, который ООО «Газпром бурение» реализует с 2011г., – разбуривание Приразломного месторождения на арктическом шельфе.

4.1.1 Организационная структура управления предприятием

На рисунке 16 представлена организационная структура ООО «Газпром бурение»:

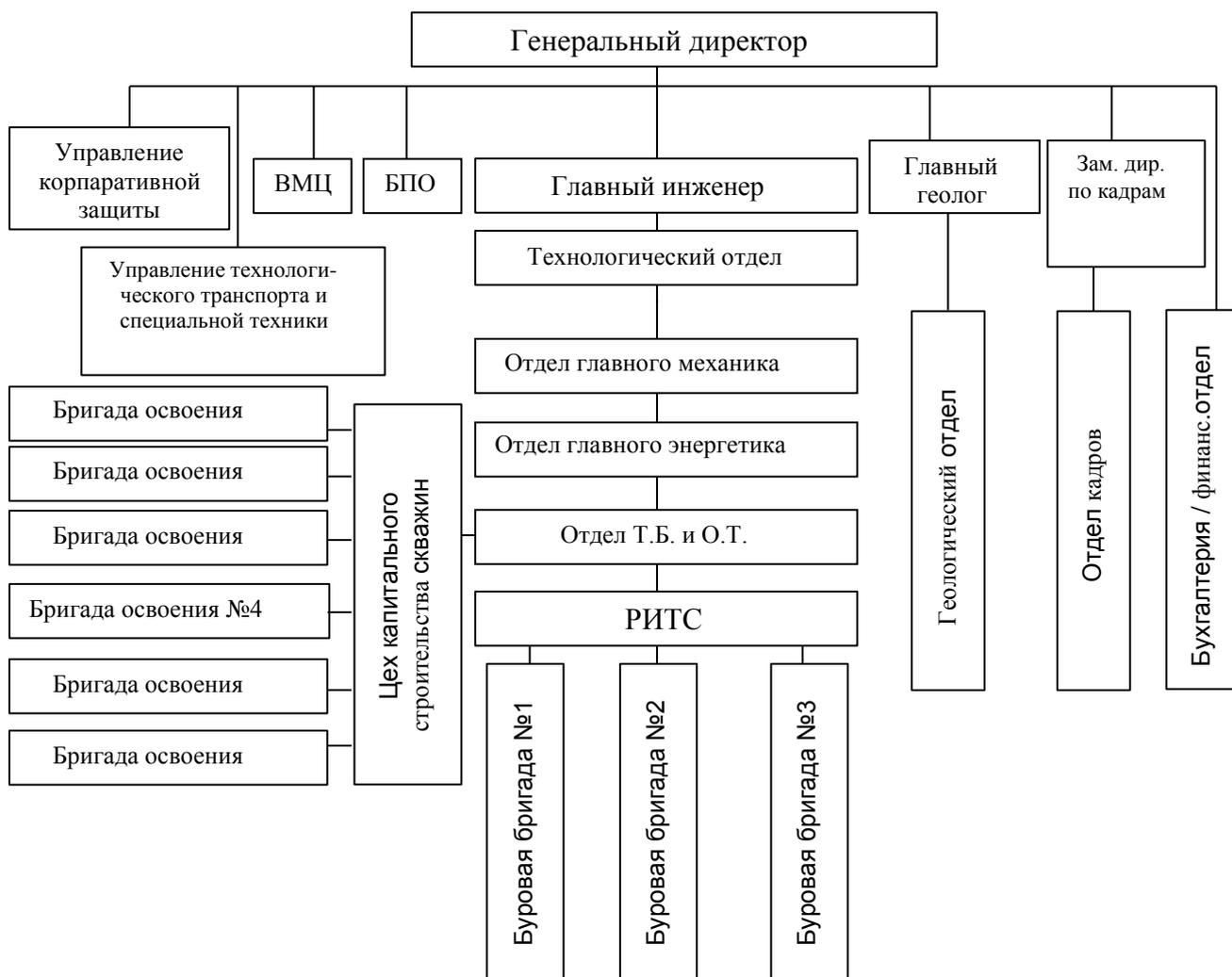


Рисунок 16 – Организационная структура ООО «Газпром бурение»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Разведочная
1	2
Проектная глубина, м:	3260
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
– под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик	Совмещенный с ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
– направление	d 323,9 мм на глубину 90 м
– кондуктор	d 244,5 мм на глубину 800 м
– эксплуатационная	d 177,8 мм на глубину 2980 м
– хвостовик	d 127 мм на глубину 3260 м
Буровая установка	БУ 4000/250 Р-БМ
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
– тип и количество, шт.	УНБТ-1080 2 шт
производительность, л/с:	
– в интервале 0–90 м	61,2
– в интервале 90–800 м	61,2
– в интервале 800–2980 м	27,2
– в интервале 2980–3260 м	13,1
Утяжеленные бурительные трубы (УБТ):	203–65 м, 178–64 м, 108–48 м,
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 90–800 м	ВЗД-240.7/8.49
– в интервале 800–2980 м	ВЗД-172.7/8.62
– в интервале 2980–3260 м	ВЗД-120.7/8.50
Бурительные трубы: длина свечей, м	24
– в интервале 0–90 м	127'10
– в интервале 90–800 м	127'10
– в интервале 800–2980 м	127'10
– в интервале 2980–3260 м	89'8

Продолжение таблицы 30

1	2
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0–90 м	Ш 393,7М-ЦВ
– в интервале 90–800 м	БИТ 295,3 ВТ 419
– в интервале 800–2980 м	БИТ 215,9 ВТ 713
– в интервале 2980–3260 м	БИТ152,4 В 713 Н

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 31 [21,22].

Таблица 31 – Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	90	90	0,027	500
2	90	800	710	0,027	1700
3	800	2980	2180	0,037	3000
4	2980	3260	280	0,057	3300

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле 20:

$$N = T * H, \quad (20)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м; H – количество метров в интервале, м.

Нормативное время бурения представлено в таблице 32 [21,22].

Таблица 32 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
90	0,027	2,43
710	0,027	19,17
2180	0,037	80,66
280	0,057	16,53
Итого		118,79

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 21:

$$n = H / П, \quad (21)$$

где H – количество метров в интервале;

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

Для всех интервалов расчет производится по формуле 17 и результаты расчета сводятся в таблицу 33 [21,22].

Таблица 33 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	n , Нормативное количество долот
90	500	0,18
710	1700	0,41
2180	3000	0,72
280	3300	0,08
Итого на скважину		1,39

Таким образом в данном разделе рассчитали нормативную проходку на долото по интервалам бурения, нормативное время на механическое бурение равное 118,79 ч.

4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;

- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

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

Расчет производится по формуле 22:

$$T_{\text{СПО}} = П * n_{\text{СПО}}, \quad (22)$$

где $П$ – длина интервала, м;

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

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 34 [34,39].

Таблица 34 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0 – 90	393,7	500	11	24	0-90	0,0112	0,67
II	90 – 800	295,3	1700			90–100	0,0131	0,52
						100–200	0,0144	1,44
						200–300	0,0144	1,44
						300–400	0,0144	1,44
						400–500	0,0153	1,53
						500 –600	0,0156	1,56
						600–700	0,0157	1,57
						700–800	0,0157	1,57
Итого								11,74

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5	6	7	8	9
III	800 – 2980	215,9	3000	12	32	800–900	0,0186	1,86
						900–1000	0,0188	1,88
						1000–1100	0,0191	1,91
						1100–1200	0,0197	1,97
						1200–1300	0,0208	2,08
						1300–1400	0,0228	2,28
						1400–1500	0,0231	2,31
						1500–1600	0,0238	2,38
						1600–1700	0,0244	2,44
						1700–1800	0,0247	2,47
						1800–1900	0,0250	2,50
						1900–2000	0,0253	2,53
						2000–2100	0,0254	2,54
						2200–2300	0,0256	2,56
						2300–2400	0,0264	2,64
						2400–2500	0,0276	2,76
						2500–2600	0,0288	2,88
						2600–2700	0,0300	3,00
						2700–2800	0,0312	3,12
2800–2900	0,0324	3,24						
2900–2980	0,0328	3,28						
Итого								52,63
IV	2980-3260	152,4	3300	12	32	2980–3000	0,0329	0,65
						3000-3100	0,0340	3,40
						3100–3200	0,0352	3,52
						3200–3260	0,0364	3,64
Итого								11,21
Всего								76,25

Таким образом, произвели расчет нормативного времени на спускоподъемные операции 76,25 ч.

4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

направление – 3 минуты;

кондуктор – 23 минуты;

эксплуатационная колонна – 78 минут;

хвостовик – 34 минуты.

4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч, кондуктора – 12 ч, эксплуатационной колонны – 24 ч, хвостовик – 24 ч.

4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

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

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ [21, 22] :

Наворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле 23:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (23)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 90 - 10 = 80 \text{ м}$$

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

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле 24:

$$L_T = L_c - L_n; [34,39], \quad (24)$$

Для направления [21;22].:

$$L_T = 80 - 25 = 55 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле 25:

$$N = \frac{L_T}{L_c}; [34,39], \quad (25)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 25/24 = 2,29 \approx 3 \text{ штуки};$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 минут;

$$T_{\text{напр.}} = 2,29 \times 2 + 5 = 9,58 \text{ минуты};$$

Для кондуктора:

$$L_c = 800 - 10 = 790 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 790 - 25 = 765 \text{ м};$$

$$N = 765/24 = 31,87 \approx 32 \text{ штуки};$$

$$T_{\text{конд.}} = 32 \times 2 + 5 = 69 \text{ минут};$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2980 - 10 = 2970 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 2990 - 25 = 2965 \text{ м};$$

$$N = 2965/24 = 123,54 \approx 124 \text{ штуки};$$

$$T_{\text{экспл.}} = 124 \times 2 + 5 = 253 \text{ минуты};$$

Для хвостовика:

$$L_c = 3260 - 10 = 3250 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 3250 - 24 = 3226 \text{ м};$$

$$N = 3226/24 = 134,41 \approx 134 \text{ штуки};$$

$$T_{\text{хв.}} = 154 \times 2 + 5 = 275 \text{ минут};$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени [21,22]:

$$\Sigma = 9,58 + 69 + 253 + 275 + 4 \times (7 + 17 + 42) = 870,58 \text{ минут} = 14,50 \text{ ч.}$$

4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

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

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

4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за

исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [21,22].

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 235,84 часов или 9,83 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$T_{\text{общ}} = 235,84 \times 0,066 = 15,56 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 235,84 + 15,56 + 25 = 297,455 \text{ ч} = 11,52 \text{ суток.}$$

Нормативная карта вертикальной разведочной скважины представлена в таблице Е.1 приложения Е [21,22].

4.2.9 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 35.

Таблица 35 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

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

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 36.

Условные обозначения к таблице 36:

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

Таблица 36 – Линейно-календарный график работ

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

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле 26 [21,22,39]:

$$T_{пр} = T_n \times k; \quad (26)$$

$$235,84 \times 1,07 = 252,35, \text{ ч.}$$

где T_n , – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}; \quad (27)$$

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

$t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление,

проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах Е.2 и Е.3 [21,22] приложения Е.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч.	Проектная	
		ч.	Сут.
Бурение:			
направление	2,29	2,37	0,09
кондуктор	37,62	40,23	1,68
эксплуатационная колонна	127,97	131,16	5,46
хвостовик	67,96	75,12	3,13
Крепление:			
направление	4,56	4,87	0,20
кондуктор	18,0	19,26	0,80
эксплуатационная колонна	31,4	33,59	1,39
хвостовик	17,4	19,61	0,81
Итого	307,2	326,21	18,57

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Е.4 приложения Е. Таким образом в ходе выполнения данного раздела, получил результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин, представленные в приложении Е.

4.4 Расчет технико-экономических показателей

Задачей раздела является расчет технико-экономических показателей.

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

а) по формуле 28 механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M [34,39], \quad (28)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

$$V_M = 3260 / 146,24 = 22,2 \text{ м/час};$$

б) по формуле 29 рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{\text{спо}}); \quad [34,39], \quad (29)$$

где $T_{\text{спо}}$ – время спускоподъемных операций, ч;

$$V_p = 3260 / (146,24 + 76,25) = 14,65 \text{ м/час};$$

в) по формуле 30 коммерческая скорость V_K , м/ч:

$$V_K = (H \times 720) / T_H, \quad (30)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч;

$$V_K = 3260 \times 720 / 307,2 = 7640,6 \text{ м/ст.мес};$$

г) по формуле 31 проходка на долото h_d , м [34.39]:

$$h_d = H / p, \quad (31)$$

где p – количество долот;

$$h_d = 3260 / 3,10 = 1051,6 \text{ м}.$$

Себестоимость одного метра строительства скважины находим по формуле 32 [39]:

$$C_{c1m} = (C_{cm} - P_H) / H, \quad (32)$$

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

P_H – плановые накопления, рублей.

$$C_{c1m} = (150190044 - 39488) / 3260 = 46058 \text{ рублей}.$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 38.

Таблица 38 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
1	2
Глубина скважины, м	3260
Продолжительность бурения, суток	18,57
Механическая скорость, м/ч	22,2

Продолжение таблицы 38

1	2
Рейсовая скорость, м/ч	14,65
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7640,6
Проходка на долото, м	1054,8
Стоимость одного метра	46058

Выводы по разделу «финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

1. Общее время механического бурения составит 235,84 часов или 9,83 суток. При расчете нормативной продолжительности строительства скважины с учетом всех видов работ, было рассчитано, что на реализацию данного проекта необходимо 11,52 суток.

2. Спроектирована нормативная карта строительства скважины, которая показана в приложении Е, таблица Е1, она позволяет определить нормативную продолжительность работ, на карте указаны затраты времени на каждый вид работ, которые должны быть выполнены при бурении. В ходе проведенных расчетов определена сметная стоимость строительства скважины – 46058 рублей за один метр строительства скважины

3. Произвели сметный расчет на крепление и бурение скважины, производится расчет технико-экономических показателей, таких как механическая скорость, рейсовая скорость, коммерческая скорость, проходка на долото, сметная стоимость. Данные расчеты внесены в таблицу 38. Произведены расчеты норм времени на производимые операции, такие как: нормативное время на СПО, установку центрирующих фонарей, ожидание затвердевания цемента, время на разбуривание цементной пробки, вспомогательные и ремонтные работы.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

Первопричиной всех травм и заболеваний, связанных с процессом труда, является неблагоприятное воздействие на организм занятого трудом человека тех или иных факторов производственной среды и трудового процесса. Это воздействие, приводящее в различных обстоятельствах к различным результирующим последствиям, зависит от наличия в условиях труда того или иного фактора, его потенциально неблагоприятных для организма человека свойств.

В соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» объекты нефтегазового комплекса относятся к опасным производственным объектам (ОПО). В целях обеспечения производственной безопасности на предприятиях Нефтяной промышленности необходимо предпринимать меры по предупреждению и снижению влияния опасных и вредных производственных факторов.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются такие вопросы как: правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности; производственная безопасность; экологическая безопасность. Основной целью является выявление возможных вредных и опасных факторов на производстве, а также анализ воздействия предполагаемых источников загрязнения на окружающую среду, возникающих в результате реализации проекта на строительство скважины.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 264; 298 ТК РФ).

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты – ст. 219 ТК РФ. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Рабочий несет ответственность за:

- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
- выполнение требований инструкций (паспортов) заводов изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаробезопасности и электробезопасности;
- качественное выполнение работ;
- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых

явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Согласно приказу №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015 г. 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.

Все работники обязаны пройти инструктаж по технике безопасности: знать меры при возникновении ЧС, расположение первичных средств пожаротушения, план эвакуации и нахождение кнопок оповещения.

5.2 Производственная безопасность

Таблица 39 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1	2	3	4	5
1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	+	+	+	ПОТ Р М-012-2000-Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте
2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91-оборудование производственное. ГОСТ 12.4.011-89- средства защиты работающих. ГОСТ 12.2.062-81- оборудование производственное. ГОСТ 12.4.026-2001-цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная.
3. Пожаровзрывобезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91-пожарная безопасность.
4. Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-79-электробезопасность
5. Превышение уровней вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004-вибрационная безопасность. ГОСТ 31192.2-2005-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. ГОСТ 31319-2006-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4	5
6.Превышение уровней шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014-шум. ГОСТ 17.2.2.03-87-атмосфера.
7.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СНиП 23-05-95- естественное и искусственное освещение. ГОСТ 12.1.005-88- общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны СанПиН 2.2.4.548–96- Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

Согласно ПОТ Р М-012-2000 к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте, при этом основным средством, предохраняющим работников от падения, является предохранительный пояс.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от

падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и других работах. Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91, здесь описываются такие требования как:

– конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;

– производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

– движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета. [29]

Пожаровзрывобезопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от авто- транспорта и неомедненного инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества. [28]

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все инженерно- технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончанию инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91. [28]

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91: огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з)-2 шт.; ведро пожарное-2 шт.; багры-3 шт.; топоры-3 шт.; ломы-3 шт.; ящик с песком, 0,2 м³-2 шт.

Электробезопасность

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи.

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

Поражение электрическим током может произойти в следующих случаях:

1. прикосновение к изолированным токоведущим частям установки;
2. прикосновение к двум точкам земли, имеющим разные потенциалы; освобождение другого человека из-под напряжения.

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами по

ГОСТ 12.1.019-79 [9].

Превышение уровней вибрации

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004. [27]

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью,
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение после ремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в

соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. [27]

Превышение уровней шума

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014. [26]

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещенность - важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление, сохраняет высокую работоспособность. Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естествен-

ному.

Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.2.4.548–96.

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

На основании проведенной оценки воздействия намечаемой деятельности на атмосферный воздух целесообразны следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха от химического воздействия: выбор местоположения объекта с соблюдением архитектурно–планировочных решений; контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники в расчетных пределах; двигатели автомобилей и специальной техники на время простоев должны быть заглушены; допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии, эксплуатация в строгом соответствии с техническими инструкциями: ГОСТ 17.2.2.03-87.; 5. Необходимо предусмотреть дегазацию объекта.

Мероприятия по обращению с отходами

Разработаны следующие мероприятия по обращению с отходами на периоды строительства и эксплуатации объекта: организованный сбор и утилизация отходов производства и потребления на период строительства и при эксплуатации объекта; при вводе объекта после строительства в эксплуатацию; заключение договора на утилизацию и вывоз опасных отходов; организация мест временного хранения отходов в соответствии с санитарными требованиями и нормами, для исключения загрязнения почвы, поверхностных вод, атмосферного воздуха; своевременная утилизация отходов с территории проектируемого объекта в целях недопущения захламления территории.

Мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций на объектах

При эксплуатации объекта может возникнуть множество аварийных

ситуаций, связанных с производственным процессом. Основные блоки аварийных ситуаций: аварии, связанные с незначительным воздействием на окружающую среду и производственными травмами; горение отходов. В случае горения максимальный вред будет нанесен атмосферному воздуху как основной транспортирующей среде. Для тушения пожаров на объектах используют огнетушители. Большие возгорания тушат средствами противопожарной безопасности, пожарными машинами или насосами из пожарных резервуаров.

При эксплуатации объекта возможно возникновение следующих аварийных ситуаций: пролив ГСМ; аварии автотранспорта; другие ситуации, связанные с производственными травмами. Профилактика аварийных ситуаций, связанных с производственными травмами производится путем проведения регулярных слушаний по технике безопасности среди работников. При проливе ГСМ рекомендуется: оценить масштаб пролива и требуемое количество человек для его ликвидации; локализовать разлив, если он значительный и распространяется по рельефу; приступить к ликвидации путем засыпки пятна разлива имеющимся на полигоне грунтом.

5.3 Экологическая безопасность

Влияние на литосферу

В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах (городах, поселках). При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа. Для сохранения качества почвы необходимо: 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; необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

Влияние на гидросферу

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: 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.

Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль (растительного и вулканического, космического происхождения), 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 предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух, на производстве фильтрующие элементы и их утилизацию согласно экологическим нормам.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В зоне расположения проектируемого объекта и места строительства скважины (Красноярский край) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону 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 появлении первых признаков газонефтеводопроявления необходимо срочно принимать меры по их ликвидации. Во-первых, нужно прекратить добычу нефти из проблемной скважины, а, во-вторых, для предупреждения осложнений от ГВНП и на соседних скважинах при наличии интенсивной разработки нефтеносного пласта. При обнаружении ГНВП вахта должна выполнить герметизацию устья, ствола и канала скважины, а также информировать о ситуации руководство. После подтверждения факта газонефтеводопроявления вызывается спецбригада по его устранению. К работам по устранению ГНВП допускают только рабочих и специалистов, которые прошли специальное обучение и подготовку по спецкурсу.

Ликвидация ГНВП производится с применением спецоборудования, которое позволяет спустить в ствол бурильные трубы в условиях высокого давления. С целью приостановки газонефтеводопроявления одновременно создаётся оптимальное выравнивающее давление в стволе, равное или превышающее пластовое.

Если при спуске оборудования вследствие газонефтеводопроявления возникает фонтанирование, то принимаются меры по его глушению в соответствии с аварийным расписанием. Для этого дополнительно потребуется привлечение представителей органов по технадзору.

Для перекрытия скважины при газонефтеводопроявлении применяется баритовая пробка, создающая непроницаемый экран в пластах и позволяющая установить над ней цементный мост. Если ГНВП вскрывается при работе двух насосов, то предусматривают их работу из одной ёмкости либо с установленными запорными устройствами между двумя емкостями.

Выводы по разделу «социальная ответственность»

В данной работе мы проанализировали основные опасные и вредные факторы при строительстве разведочной скважины глубиной 3260 метров в Красноярском Крае, такие как: расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли; движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; пожаровзрывобезопасность; электробезопасность; превышение уровней вибрации; превышение уровня шума; перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; разработка действий в результате возникшей ЧС и мере по ликвидации её последствий; пожаровзрывобезопасность.

Предложенные средства индивидуальной и коллективной защиты минимизируют риски получения травм и нанесения вреда здоровью персоналу с приведёнными факторами. Уделено внимание возможным источникам загрязнения окружающей среды и природоохранным мероприятиям для обеспечения ее экологической безопасности, сохранению природных ресурсов и залежей. Были приведены особенности трудового законодательства относящихся к данному проекту. Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

Был разработан порядок действий в результате возникновения ЧС и меры по ликвидации ее последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе, согласно горно-геологическим данным, требованиям безопасности в нефтяной и газовой промышленности, были разработаны оптимальные решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3260 м на нефтяном месторождении Красноярского края, с предполагаемым дебитом 110 м³/сут.

В технологическом разделе произведены все расчёты, для проектирования конструкции скважины, расчёт избыточных давлений, обоснование и расчёт профиля скважины, расчет параметров бурения, подбор оптимальных параметров промывочной жидкости, оптимальных режимов бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление выбрано шарошечное долото, для бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик выбраны PDC долота. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

Анализ геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика. Были определены глубины спуска обсадных колонн и их количество. В связи с высокими пластовыми давлениями, с целью разобщения и качественного испытания продуктивного пласта был проектирован спуск хвостовика. Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Для увеличения герметичности, под эксплуатационную колонну и хвостовик, были выбраны трубы ОТТГ, также была выбрана колонная головка клиньевого типа. Спроектированы процессы заканчивания скважины. Для цементирования всех обсадных колонн был выбран прямой

одноступенчатый способ цементирования, подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Спроектированы процессы испытания и освоения скважины.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы насосов УНБТ 1080 в количестве 2 штук, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следует отметить, что в связи с возможными осложнениями для бурения под хвостовик был спроектирован биополимерный буровой раствор, который в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %. Для бурения под кондуктор и под эксплуатационную колонну спроектирован полимер-глинистый буровой раствор, так как в определенных интервалах возможны осложнения при бурении.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1–70–178x245 К1 ХЛ; ОП5-280/80x70; АФ1-80/65x35.

На основании полученных данных была подобрана оптимальная буровая установка, согласно допустимым нагрузкам на крюке. По геологическим и техническим данным был построен геолого–технический наряд, приложение Ж (рисунок Ж 1). Данный выбор позволяет нам достичь оптимальных результатов проходки скважины, с наименьшим потреблением средств и времени на строительство скважины и наилучшим коэффициентом ее работы.

В специальной части был рассмотрен обзор современных производителей мобильных буровых установок. Тема очень актуальная в данное время, так как с помощью мобильных буровых есть возможность восстановить добычу нефти и газа на старых месторождениях с падающим дебитом, при бурения скважин «на уплотнение», не производя дополнительную отсыпку кустов, а также бурения боковых стволов, что

позволяет существенно сэкономить на строительстве скважин. В данном обзоре проведен сравнительный анализ установок по назначению. Выбран наиболее приемлемый производитель мобильных буровых установок по цене и качеству изготовления, а также другим техническим характеристикам.

В разделе «Финансовый менеджмент» была рассчитана нормативная карта строительства скважины, а также полная сметная стоимость строительства скважины.

Раздел «Социальная ответственность» был посвящен охране окружающей среды, технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н.
2. Трудовой кодекс РФ.
3. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015г.
4. ПОТ Р М-012-2000-Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.
5. ГОСТ 12.2.003-91-оборудование производственное.
6. ГОСТ 12.4.011-89- средства защиты работающих.
7. ГОСТ 12.2.062-81- оборудование производственное.
8. ГОСТ 12.4.026-2001-цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная.
9. ГОСТ 12.1.004-91-пожарная безопасность.
10. ГОСТ 12.1.019-79-электробезопасность.
11. ГОСТ 12.1.012-2004-вибрационная безопасность.
12. СНиП 23-05-95- естественное и искусственное освещение.
13. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
14. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
15. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
17. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005. – 75 с.

18. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра - Бизнес- центр», 2000. – 262 с.
19. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
20. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
21. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
23. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
24. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997.
25. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.
26. Книга инженера по растворам – Москва 2006 г.
27. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
28. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
29. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
30. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.

31. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08- 624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
33. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 2004 – 187 с.
34. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007. – 264 с.
35. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
36. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.
37. «Санитарно–защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов». СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
38. А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» Учеб. Для вузов / Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
39. Ковалев А.В. – Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин - гидравлический расчет цементирования»– Томск Изд. ТПУ, 2018 г.
40. «Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности» : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с. : ил. – (Высшее нефтегазовое образование).– Библиогр.: с.365.
41. Ковалев А.В. – Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин – выбор способа

цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.

42. Ковалев А.В. – Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин – расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

43. Ковалев А.В. – Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин – Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

44. Ковалев А.В. – Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин – Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

45. Ковалев А.В. – Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин – выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

46. <http://magistraltrade.ru> «Обзор современных мобильных буровых установок».

47. <http://allspectech.com> «Обзор мобильных установок немецкого, американского и китайского производства».

48. Программное обеспечение для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.burproject.ru>

Приложение А

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название	Индекс	
1	2	3	1	2
0	150	Четвертичные+Палеогеновые отложения	Q - P1-2	1,40
150	380	Танамская свита	K2m	1,40
380	760	Верхнечасельская подсвита	K2cp	1,40
760	885	Нижнечасельская подсвита	K2m-K2k	1,30
885	1070	Кузнецовская свита	K2t-cn	1,30
1070	2050	Покурская свита	K1a-al-K2s	1,30
2050	2700	Малохетская свита	K1g-br-a	1,30
2700	3350	Суходудинская свита	K1v-g	1,20

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Название свиты	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q–P ₁₋₂	0	760	Четвертичные +палеогеновые отложения +танамская свита +верхнечасельская подсвита	Чередование глин, песков, супесей, суглинков Глины известковистые, кремнистые, прослоями опоковидные, с прослоями мергелей, песчаников и алевролитов, с включениями глауконита
K _{2m} -K _{2k}	760	885	Нижнечасельская подсвита	Переслаивание глин, песчаников, алевролитов, включения зёрен глауконита.
K _{2t} -cn	885	1070	Кузнецовская свита	Неравномерное переслаивание пропластков, пластов и пачек песчаников, глин и алевролитов
K _{1a} -al-K _{2s}	1070	2050	Покурская свита	Чередование песчаных пластов с глинистыми пачками, сложенными аргиллитами и алевро- литами
K _{1g} -br-a	2050	2700	Малохетская свита	Чередование песчаных пластов с малопротяженными глинистыми пачками, сложенными аргиллитами и алевролитами
K _{1v} -g	2700	3350	Суходудинская свита	Переслаивание песчаников, глинистых и карбонатных алевролитов и глин

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

Индекс страти- графиче- ского под- разде- ления	Интервал		Краткое название горной по- роды	Минеральная плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/см ²	Расслоенность, %	Абразивность	Категория породы промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q-P1- 2	0	760	торфяники пески, супеси, суглинки, глины	1,92– 1,98	–	–	20–80	0–2	–	–	II–III	мерзлые до 400 м, мягкие
K2m– K2k	760	885	аргилиты, глинистые алевролиты, опоки	1,92– 1,94	–	–	90	1–2	20–75	–	II–IV	мягкие
K2t– сн	885	1070	глины, глинистые алевролиты, опоки	1,92– 1,94	–	–	90	1–2	29–184	–	IV–VIII	мягкие, средние
K1a– al– K2s	1125	2050	глина, песчаник, алевролиты	1,97– 2,08	–	–	30	1–5	29–184	–	IV–VIII	мягкие, средние
K1g– br–a	2050	2700	песчаники, аргелиты, алевролиты	1,97– 2,08	–	–	30	1–5	29–184	–	IV–VIII	мягкие, средние
K1v–g	2700	3350	глины, аргелиты, алевролиты	1,97– 2,08	–	–	30	1–5	14–234	–	IV, VI–IX	средние, твердые

Таблица А.4 – Водоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, г/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мДарси	Химический состав воды в мг/л						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ⁻ ₄	HCO ⁻ ₃	Na ⁺ +(K)	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ГС ₂	1040	1110	Поровый, терригенный	1,006	0,9-10	–	5775	27,6	281	5884	15	150	12,8	ГКН	нет
ПК ₁ -ПК ₂₂ ²	1150	2040	Поровый, терригенный	0,998-1,006	1-145	–	2757 – 5909	0,3-66,6 6	69,6-180	2389-3880	17,3-29,1	36,5-511,7	4,9-10	ГКН, ХК	нет
МХ ₁ -МХ ₃	2060	2160	Поровый, терригенный	1,002-1,005	1,18-80,7	–	1695 - 4410	0,00 3-6,4	8,1-132	1472-3356	12-20	9,5-4196	5,8-9,8	ГКН, ХК	нет
МХ ₄ -МХ ₉	2183	2455	Поровый, терригенный	1,002-1,005	1,18-80,7	–	1695 - 4410	0,00 3-6,4	8,1-132	1472-3356	12-20	9,5-4196	5,8-9,8	ГКН, ХК	нет
БУ ₆ ¹⁺² -БУ ₁₁	2462	2750	Поровый, терригенный	0,998-1,001	0,14-93,6	–	745-4305	4,4-258	15,5-3416	1461-2726	1,7-38,6	18-143	3,1-9,5	ГКН, ХК	нет
БУ ₁₂ ¹ -БУ ₁₄ ²	276 8	294 6	Поровый, терригенный	0,998-1,001	0,14-93,6	–	745-4305	4,4-258	15,5-3416	1461-2726	1,7-38,6	18-143	3,1-9,5	ГКН, ХК	нет
БУ ₁₆	299 5	300 4	Поровый, терригенный	0,998-1,001	0,14-93,6	–	745-4305	4,4-258	15,5-3416	1461-2726	1,7-38,6	18-143	3,1-9,5	ГКН, ХК	нет
БУ ₁₈	304 6	306 2	Поровый, терригенный	0,998-1,001	0,14-93,6	–	745-4305	4,4-258	15,5-3416	1461-2726	1,7-38,6	18-143	3,1-9,5	ГКН, ХК	нет

Таблица А.5 – Прогноз возможных поглощений бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-P ₁₋₂ – K _{1v-g}	0	3350	–	–	Нет	–	–	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО

Таблица А.6 – Прогноз возможных осыпей и обвалов стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы, применяющиеся ранее			Мероприятия по ликвидации последствий осложнения
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	Плотность, кг/м ³	Причины возникновения осложнения	
1	2	3	4	5	6	7
Q-P ₁₋₂ – K _{1v-g}	0	3350	пресный глинистый	1,12–1,71	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодействие столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины.	Поддержание проектных параметров бурового раствора, обработка раствора ингибирующими химреагентами, недопущение сальникообразований и подъема бурильного инструмента с поршневанием, контроль за объемом долива скважины во время простоев и СПО, недопущение длительных простоев необсаженного ствола скважины, проработка ствола скважины.

Таблица А.7 – Прогноз возможных нефтегазоводопроявлений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ГС ₂	1040	1110	вода	–	1,006	1,006	Снижение давления в скважине ниже гидростатического. Пренебрежение к постоянному доливу во время подъема инструмента. Несоблюдение параметров бурового раствора.	Перелив раствора на устье, увеличение водоотдачи бурового раствора, снижение плотности бурового раствора, увеличение объема раствора в приемных емкостях
ПК ₁ -ПК ₂₂ ²	1150	2040	вода	–	0,998-1,006	0,998-1,006		
МХ ₁ - МХ ₃	2060	2160	вода	–	1,002-1,005	1,002-1,005		
МХ ₄ -МХ ₉	2183	2455	вода	–	1,002-1,005	1,002-1,005		
БУ ₆ ¹⁺² -БУ ₁₁	2462	2750	вода	–	0,998-1,001	0,998-1,001		
БУ ₁₂ ¹ -БУ ₁₄ ²	2768	2946	вода	–	0,998-1,001	0,998-1,001		
БУ ₁₆	2995	3004	вода	–	0,998-1,001	0,998-1,001		
БУ ₁₈	3046	3062	вода	–	0,998-1,001	0,998-1,001		
БУ ₂₂	3196	3221	нефть	–	560	560		

Приложение Б

Таблица Б.1 – Результаты расчета расхода бурового раствора [35]

Интервал, м	0–90	90–800	800–2980	2980–3260
Исходные данные				
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1524
K	0,65	0,6	0,5	0,4
K_k	1,3	1,38	1,25	1,2
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,13	0,11
V_m , м/с	0,011	0,008	0,005	0,0041
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,089	0,089
$d_{мах}$, м	0,393	0,295	0,215	0,152
$d_{нмах}$, м	0,015	0,0127	0,019	0,007
n	3	5	5	4
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,15	0,15	0,15
ρ_p , г/см ³	1,25	1,14	1,12	1,13
$\rho_{п}$, г/см ³	1,5	2,26	2,3	2,7
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	78	40	18	6
Q_2 , л/с	81	52	18	5
Q_3 , л/с	93	75	45	12
Q_4 , л/с	68	46	23	4
Q_5 , л/с	26	47	45	46
Q_6 , л/с	–	35–75	20–40	10–20

Таблица Б.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора [35]

Интервал, м	0–90	90–800	800–2980	2980–3260
Исходные данные:				
Q ₁ , л/с	78	40	18	6
Q ₂ , л/с	81	52	18	5
Q ₃ , л/с	93	75	45	12
Q ₄ , л/с	68	46	23	4
Q ₅ , л/с	26	47	45	46
Q ₆ , л/с	–	35–75	20–40	10–20
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	68-93	46–75	18–45	4–15
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	68	55	32	15
Дополнительные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)				
Q _{тн} , л/с	–	55	29	15

Приложение В

Таблица В1 – КНБК для бурения секции под направления (0–90 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Сум. вес, тн.
					Резьба (верх)	Тип соедине- ния (верх)	
Бурение под направление (0-90м)							
1	Долото 393,7 Ш 393,7 М- ЦВ	0,41	393,7	–			0,15
					3-177	Ниппель	
2	Переводник М-171/177	0,42	201	177	3-177	Муфта	0,07
					3-171	Муфта	
3	КЛС-393,7 СТ (КЛ, КП)	1,46	393,7	–	3-171	Ниппель	0,45
					3-171	Муфта	
4	УБТ 203x80	24	203	80	3-171	Ниппель	4,60
					3-171	Муфта	
5	Переводник ПЗ – 133/171	0,53	203	105	3-171	Ниппель	0,061
					3-133	Муфта	
6	ТБПК-127*9,19 Д	46,68	127	108	3-133	Ниппель	1,56
					3-133	Муфта	
7	Переводник М133xН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-147	Муфта	
7	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	155	70	3-147	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
8	Ведущая труба ТВКП-140	16	140	100	3-147	Ниппель	1,8
					3-171	Муфта	
Суммарный вес, тн.							8,9

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (90–800 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (90-800м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 419 У.	0,4	295,3	–	3-152	Ниппель	0,08
2	Наддолотный калибратор 8КС 295,3 КС	0,85	295,3	90	3-152	Муфта	0,35
					3-152	Ниппель	
3	ВЗД ДР-240.5000.56	9	240	–	3-152	Муфта	1,851
					3-171	Муфта	
4	Переливной клапан RV-240	0,8	225	70	3-171	Ниппель	1,87
					3-171	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-203	0,77	203	80	3-171	Ниппель	0,115
					3-171	Муфта	
6	УБТ УБТ 203x80 Д	27	203	80	3-171	Ниппель	5,175
					3-171	Муфта	
7	Переводник ПЗ-133/171	0,53	203	76,3	3-171	Ниппель	0,064
					3-133	Муфта	
8	Ясс 172 RDT-2НМ-172	6,51	170	70	3-133	Ниппель	0,64
					3-133	Муфта	
9	Переводник ПЗ-133//133	0,53	168	76,3	3-133	Ниппель	0,064
					3-171	Муфта	
10	ТБПК-127*9,19 Д	721,1	127	76,3	3-133	Ниппель	19,25
					3-133	Муфта	
11	Рабочий переводник ПЗ – 147/133	0,52	172	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
12	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	155	70	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
13	Ведущая труба ТВКП-140	16	140	100	3-147	Ниппель	1,8
					3-147	Муфта	
Суммарный вес, тн.							32,075

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800–2980 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (800-2980м)							
1	Долото БИТ 215,9 ВТ 713	0,4	215,9	–	3-117	Ниппель	0,04
2	КЛС-215,9 СТ	0,585	215,9	70	3-117	Ниппель	0,054
					3-117	Муфта	
3	ВЗД Д5-172	5,63	172	–	3-117	Муфта	0,61
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
6	Переводник П-147/147	0,51	172	70	3-147	Ниппель	0,059
					3-147	Муфта	
7	УБТ 178	18	178	45	3-147	Ниппель	3,14
					3-147	Муфта	
8	ЯГ-165	6,2	165	50	3-147	Ниппель	0,3
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178	18	178	45	3-147	Ниппель	3,14
					3-147	Муфта	
9	Переводник П-147/133	0,524	172	95	3-147	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
10	ТБПК-127*9,19	2892,49	127	107	3-133	Ниппель	91,5
					3-133	Муфта	
11	Переводник П-133/147	0,52	172	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
12	КШЦ-178	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
13	Переводник П-147/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
14	ВБТС	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6
Суммарный вес, тн.							102,34

Таблица В.4 – КНБК для бурения секции под хвостовик (2980–3260 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр , мм	Внут. диаметр , мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под хвостовик (2980-3260)							
1	Долото БИТ152,4 В 713 Н	0,35	152,4	–	3-88	Ниппель	0,019
2	Переводник ПЗ-88/102	0,4	118	58	3-88	Ниппель	0,024
					3-102	Муфта	
3	Калибратор КЛС-152,4 СТ	0,2	152,4	60	3-102	Ниппель	0,27
					3-102	Муфта	
4	ВЗД ДР-127	6,45	127	–	3-102	Муфта	0,4
					3-102	Муфта	
5	Обратный клапан КО- 127	0,3	127	40	3-102	Ниппель	0,056
					3-102	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-127	0,5	127	45	3-102	Ниппель	0,05
					3-102	Муфта	
6	Переводник ПЗ-102/88	0,4	120	40	3-102	Ниппель	0,024
					3-88	Муфта	
7	УБТ УБТ 108	18	108	45	3-88	Ниппель	1,134
					3-88	Муфта	
8	ЯСС ЯГ-122	2,07	122	40	3-88	Ниппель	0,16
					3-88	Муфта	
9	УБТ УБТ 108х45 Д	108	108	45	3-88	Ниппель	6,9
					3-88	Муфта	
10	переводник ПЗ-88/101	0,4	108	58	3-88	Ниппель	0,024
					3-101	Муфта	
11	СБТ 89х9 Д	3100	89	60	3-101	Ниппель	66,84
					3-101	Муфта	
12	переводник ПЗ-108/101	0,2	108	60	3-101	Ниппель	0,030
					3-118	Муфта	
13	Шаровый кран КШЗ-118	0,4	108	50	3-118	Ниппель	0,040
					3-118	Муфта	
14	ВБТ-108	28	108	83	3-118	Ниппель	3,616
Суммарный вес, тн.							74,90

Таблица В.5 – КНБК для отбора керн (3195–3235 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр , мм	Внут. диаметр , мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение с отбором керн (3195-3235)							
1	БИТ 152,4/80 В 613.01	0,234	151	80			0,01
					3-88	Ниппель	
2	Снаряд керноотборный СК- 136/80 "ТРИАС"	18,83	127	80	3-88	Муфта	2,300
					3-102	Ниппель	
3	Переводник ПЗ – 117/150	9	240	–	3-102	Муфта	0,025
					3-102	Муфта	
4	УБТС 1-108 Д	24	108	80	3-88	Ниппель	3,744
					3-88	Муфта	
5	ЯСС ЯГ-122	5,76	122	40	3-88	Ниппель	0,6
					3-88	Муфта	
6	Переводник ПЗ – 108/101	0,5	108	100	3-101	Ниппель	0,051
					3-101	Муфта	
7	СБТ 89х9 Д	3154,39	89	60	3-101	Ниппель	63,305
					3-101	Муфта	
8	Переводник ПЗ-108/101	0,2	108	60	3-101	Ниппель	0,030
					3-118	Муфта	
9	Шаровый кран КШЗ- 118	0,4	108	50	3-118	Ниппель	0,040
					3-118	Муфта	
10	ВБТ-108	28	108	83	3-118	Ниппель	3,616
					3-101	Муфта	
Суммарный вес, тн.							73,805

Приложение Г

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3260 м

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце ин- тервала, м ³
от	до					
0	90	90	393,7	–	1,40	15,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,24
Расчетные потери бурового раствора при очистке						16,03
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,4
Объем раствора в конце бурения интервала						36,6
Объем раствора к приготовлению:						54,3
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце ин- тервала, м ³
от	до					
90	800	710	295,3	306,9	1,40	74,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						7,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						46,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,5
Объем раствора в конце бурения интервала						151,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						209,6
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						14,66
Объем раствора к приготовлению:						195
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						59,4

Продолжение таблицы Г.1

Экспл. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце ин- тервала, м ³
от	до					
800	2980	2180	215,9	228,7	1,30	136,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						15,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						104,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						10,9
Объем раствора в конце бурения интервала						279,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						409,6
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						111,6
Объем раствора к приготовлению:						298
Хвостовик Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце ин- тервала, м ³
от	до					
2980	3260	280	152,4	158,2	1,20	64,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						3,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						1,4
Объем раствора в конце бурения интервала						135,8
Общая потребность бурового раствора на интервале:						141,9
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						141,9

Таблица Г.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
		направление		кондуктор		экспл. колонна		хвостовик		ИТОГО	
	кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25 (мешок)	14,2	1	116,7	5	119,9	5	88,8	4	339,6	14
Кальцинированная сода	25 (мешок)	14.2	1	116,7	5	119,9	5	88,8	4	339,6	14
Глинопорошок	1000 (мешок)	3135	4	11170	12	14685	15	–	–	28990	29
Барит	1000 (мешок)	–	–	10400	10	33775	34	48000	48	92775	92
Полиакриламид	25 (мешок)	–	–	111,7	5	293,7	12	–	–	405,4	17
ФХЛС	25 (мешок)	5.7	1	46.6	2	67	2	–	–	119.3	5
ПАЦ НВ	25 (мешок)	–	–	700,2	28	1468,5	59	–	–	2168,7	87
ПАЦ ВВ	25 (мешок)	–	–	116.7	5	466	18.6	–	–	582.7	24
Ингибитор DRILLING DETER-	210 (бочка)	–	–	223,4	2	293,7	2	–	–	517,1	3
Ксантановая смола	25 (мешок)	–	–	–	–	–	–	213,2	9	213,2	9
КСL	1000 (мешок)	–	–	–	–	–	–	10656	11	10656	11
Крахмал (DEXTRID LT)	25 (мешок)	–	–	–	–	–	–	2841,6	113	2841,6	113
Смазочная добавка BDF-612	208 (бочка)	–	–	–	–	–	–	3552	18	3552	18
Карбонат кальция 5 мкр	1000 (мешок)	–	–	–	–	–	–	13320	14	13320	14
Карбонат кальция 50 мкр	1000 (мешок)	–	–	–	–	–	–	13320	14	13320	14
Бактерицид MICROBIOSIDE	20(канистра)	–	–	–	–	–	–	88,8	5	88,8	5
Пенегаситель BDF	220 (бочка)	–	–	–	–	–	–	88,8	1	88,8	1

Приложение Д

Таблица Д.1 – Технические характеристики МБУ

Технические характеристики	"Кунгурский МЗ" МБУ 125	"Камский ПРЗ" Колтюбинговая установка М1002	"Bentec" HR 5000	"SATVIA" ТВ 1600 V	"Cardwell" KB200C-215	"Honghua" ZJ-40
Допускаемая нагрузка на крюке (тн)	125	10	320	163	80	200
Максимальная нагрузка на крюке (тн)	150	15	350	175	100	225
Мачта	телескопическая, двухсекционная	–	секционная, А-образная	телескопическая, двухсекционная	телескопическая, двухсекционная	телескопическая, двухсекционная
Оснастка талевой системы (d-талевого каната, мм)	3x4 (28)	– (гибкая труба)	5x6, 6x7 (28, 32)	5x6 (32)	5x6 (25)	5x6 (32)
Тип привода (мощность, л/с)	дизельный (330)	дизельный (240)	дизельный/ электрический (3000 / 4000)	дизельный (900)	дизельный (700)	дизельный (1300)
Температурные условия работы МБУ, град.С	-45°/+45°	-40°/+40°	-55°/+50°	-45°/+50°	-45°/+45°	-50°/+45°
Максимальная глубина бурения (м)	2700	-	5000	2500	2000	4000
Максимальная глубина ремонта скважин (м)	3000	3000	5500	3000	3000	7000
Масса в смонтированном положении (тн)	80	32	500 (включая все блоки)	90	85	112
Масса при транспортном положении (тн)	60	24	200	70	65	78

Приложение Е

Таблица Е.1 – Нормативная карта вертикальной разведочной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш 393,7 М-ЦВ	470	0,19	0–90	90	0,027	1,62	0,67	2,29
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 419	820	0,86	90–800	710	0,027	24,03	13,59	37,62
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 713	1300	1,67	800–2980	2180	0,037	79,55	48,42	127,97
Бурение хвостовик	БИТ152,4 В 713 Н	750	0,37	2980–3260	280	0,057	41,04	26,92	67,96
Всего			3,09		3260		146,24	89,60	235,84
Крепление:									
– направления									3,56
– кондуктора									16,0
– эксплуатационная									32,4
– хвостовик									35,3

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов									
– направления			3						0,3
– кондуктора			23						0,23
– эксплуатационная			78						0,78
– хвостовик			34						0,34
ОЗЦ:									4,0
– направления									12,0
– кондуктора									24,0
– эксплуатационная									24,0
– хвостовик									
Разбуривание цемент-				80–90					1,06
ной пробки (10 м)				790–800					2,12
– направления				2970–2980					3,42
– кондуктора				3250–3260					5,42
– эксплуатационная									
– хвостовик									
Промывка скважины									
(1 цикл)									
– направления									0,05
– кондуктора									0,11
– эксплуатационная									0,50
– хвостовик									0,52
СПО при ГИС	–	–	–	–	–	–	–	–	5,89
Геофизические работы	–	–	–	–	–	–	–	–	25,0

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ	-	-	-	-	-	-	-	-	7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)	-	-	-	-	-	-	-	-	411,49
Ремонтные работы (3,3 %)	-	-	-	-	-	-	-	-	13,58
Общее время на скважину	-	-	-	-	-	-	-	-	450,07

Таблица Е.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
		Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	–	–	0,08	11,0552	1,38	190,7022	5,46	754,5174	1,18	163,0642
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,08	1,592	1,38	27,462	5,46	108,654	1,18	23,482
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	–	–	0,08	2,2136	1,38	38,1846	5,46	151,0782	1,18	32,6506
Содержание полевой лаборатории	7,54	–	–	0,08	0,6032	1,38	10,4052	5,46	41,1684	1,18	8,8972
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,08	20,2288	1,38	348,9468	5,46	1380,616	1,18	298,3748

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,08	2,2808	1,38	39,3438	5,46	155,6646	1,18	33,6418
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,08	0,556	1,38	9,591	5,46	37,947	1,18	8,201
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытаниях скв.	1317	1,2	1580,4	0,08	105,36	1,38	1817,46	5,46	7190,82	1,18	1554,06
Материалы и запасные части притурбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,38	1177,54	5,46	4658,963	1,18	1,006,882
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,08	1,2896	-	-	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура, сут	246,62	4	986,48	-	-	1,38	340,3356	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель),	370,35	-	-	-	-	-	-	5,46	2022,111	-	-

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	–	–	0,08	1,8576	1,38	32,0436	5,46	126,7812	1,18	27,3996
Плата за подключен- ную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,08	11,1112	1,38	191,6682	5,46	758,3394	1,18	163,8902
Дополнительная плата за эл/энергию приподготовитель- ных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	–	–	0,08	8,0672	1,38	139,1592	5,46	550,5864	1,18	118,9912
Эксплуатация ДВС,	8,9	–	–	0,08	0,712	1,38	12,282	5,46	48,594	1,18	10,502
Эксплуатация трак- тора, сут	33,92	4	135,68	0,08	2,7136	1,38	46,8096	5,46	185,2032	1,18	40,0256
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,08	8,032	1,38	138,552	5,46	548,184	1,18	118,472
Транспортировка ва- гон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	–	–	–	–	–	–	–	–
АморАмортизация ва- гон- домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,08	13,5432	1,38	233,6202	5,46	924,3234	1,18	199,7622

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,08	1,1936	1,38	20,5896	8,48	81,4632	1,18	17,6056
Порошок бентонитовой марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-	-	-
BDF-612, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076	0,54	175,3596
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	0,06	1,0998	0,06	1,0998
SAPP, т	916	-	-	-	-	0,42	384,72	0,42	384,72	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64	0,53	173,84
Барит, т	320	-	-	0,62	198,4	0,82	262,4	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444	1,25	40,575

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Транспортировка тур- бобуров до 300 км, т	23,53	–	–	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359	0,62	15,8286
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	–	–	6,39	175,33	63,3	1738,2	–	–	44,21	1214,007
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	–	–	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб	–	8266, 35	2278,1	10660,45	21242,06	–	–	–	–	–	–
Затраты зависящие от объема работ	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Ш 393,7 М-ЦВ	686,4	–	–	0,1	68,64	–	–	–	–	–	–
БИТ 295,3 ВТ 419	1379,7	–	–	–	–	0,43	593,271	–	–	–	–
БИТ 215,9 ВТ 713	1028,4	–	–	–	–	–	–	1,18	1213,512	–	–
БИТ152,4 В 713 Н	964,9	–	–	–	–	–	–	0,68	792,132	0,47	453,503
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04	107	166,92

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657	19,2	94,272
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	5,28	1	5,28	1	5,28	1	5,28	-	-	1	5,28
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0	169,944	747,883	5979,951	-	-	-	-	-	-	-
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35	2448,044	11408,33	27222,01	-	-	-	-	-	-	-
Всего по сметному расчету, руб	46058	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Таблица Е.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единиц, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,20	27,638	0,80	110,552	1,39	192,0841	1,19	164,4461
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,20	3,98	0,80	15,92	1,39	27,661	1,19	23,681
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,20	5,534	0,80	22,136	1,39	38,4613	1,19	32,9273
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,20	1,508	0,80	6,032	1,39	10,4806	1,19	8,9726
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,20	50,572	0,80	202,288	1,39	351,4754	1,19	336,6034
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,20	5,702	0,80	22,808	1,39	39,6289	1,19	33,9269
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,20	1,39	0,80	5,56	1,39	9,6605	1,19	8,2705

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, крепление скважин, сут	1317	0,20	263,4	0,80	1053,6	1,39	1830,63	1,19	1567,23
Амортизация бурового оборудования при бурении, крепление скважины, сут	1368	0,20	273,6	0,80	1094,4	1,39	1901,52	1,19	1627,92
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,20	83,88	0,80	335,52	1,39	582,966	1,19	498,61
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,20	27,778	0,80	111,112	1,39	193,0571	1,19	165,2791
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,20	20,168	0,80	80,672	1,39	140,1676	1,19	119,9996
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,20	1,78	0,80	7,12	1,39	12,371	1,19	10,591
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,20	20,08	0,80	80,32	1,39	139,556	1,19	119,476
Амортизация вагондомиков 7 шт, сут	169,29	0,20	33,858	0,80	135,432	1,39	235,3131	1,19	201,4551
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,20	3,68	0,80	14,72	1,39	25,576	1,19	21,896
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,20	6,784	0,80	27,136	1,39	47,1488	1,19	40,3648

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93	1,06	8,7026
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245 шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БК-178, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5	-	-
Башмак колонный БК-127	25,5	-	-	-	-	1	25,5	1	25,5
Центратор ЦЦ-324/393 шт	35,4	3	106,2	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	23	584,2	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-178/216, шт	18,7	-	-	-	-	78	1458,6	-	-
ЦЦ-127/165, шт	13,7	-	-	-	-	-	-	34	465,8
ЦКОД-324, шт	232,4	1	232,4	-	-	-	-	-	-
ЦКОД-295, шт	178,2	-	-	1	178,2	-	-	-	-
ЦКОД-178, шт	113,1	-	-	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-127, шт	105	-	-	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-324, шт	82,15	1	82,15	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -178, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Продавочная пробка ПРП-Ц -127, шт	22,12	-	-	-	-	-	-	1	22,12
Пакер ПХРЦ-127, шт	590,9	-	-	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементировоч- ная ГЦУ-324	4420	1	4420	-	-	-	-	-	-
Головка цементировоч- ная ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировоч- ная ГЦУ-178	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Итого затрат завися- щих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	5096,8 89	7164,028	9588,807	-	-	-	-	-
ОК 323,9x9,5, м	37,21	5	1116,3	-	-	-	-	-	-
ОК 215,9x7,9, м	28,53	-	-	90	20028,06	-	-	-	-
ОК 177,8x12,1 м	19,96	-	-	-	-	250	37205,44	-	-
ОК 127x8,9м	13,96	-	-	-	-	-	-	82	13,96
Портландцемент там- понажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-	-	-
Портландцемент там- понажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181	-	-
Портландцемент там- понажный раствор ПЦТ-Шоб(2)-100, т	32	-	-	-	-	-	-	2,18	69,76

Продолжение таблицы Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Заливка колонны, тампонажный цех,	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	3	437,97
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348	25,87	155,4787
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232	1,19	43,316
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	–	–	–	–	1	80,6	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4	6,5	239,2
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2	3,5	128,8
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	–	–	–	–	1	40,8	1	40,8
Дежурство ЦА-320М,ч	15,49	–	–	16	247,84	24	371,76	16	247,84
Транспортировка ОК, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984	20,01	375,3876
Транспортировка ОК запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8	2	4,8
Транспортировка вахт,руб	738	–	–	–	–	–	–	–	–
Итого затрат от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,998 5	22742,05 21	70653,3456	–	–	–	–	–	–
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	117074,1	–	–	–	–	–	–	–	–
Всего по сметному расчету, руб	117812,1	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица Е.4 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	46058
Крепление скважины	117812
Итого по главе 3	163870
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18360
Итого по главе 5	18360

Продолжение таблицы Е.4

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764
Итого по главам 1-6	426649
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66959
Итого по главе 7	66959
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39488
Итого по главе 8	39488
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24522
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	15459
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9592
Топографо-геодезические работы	270
Скважины на воду	123
	4771
Итого по главе 9	54737
Итого по главам 1-9	584547
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1175
Итого по главе 10	1175
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830

Продолжение таблицы Е.4

1	2
Итого по главе 11	4620
Итого по главам 1-11	590342
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29681
Итого по главе 12	29681
Итого по сводному сметному расчету	620023
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	127276412
НДС 20%	22907059
Итого в ценах 2020 года с учетом коэффициента	150186758

Приложение Ж

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 3260 м

Предприятие: ООО "Газпром Бурение"
Месторождение:
Оборудование:
Буровая установка БУ 4000/250 Р-БМ
Лебедка: ЛБУ-1200
Талевая система: 5х6
Ротор: Р-700
Насосы: УНБТ-1080

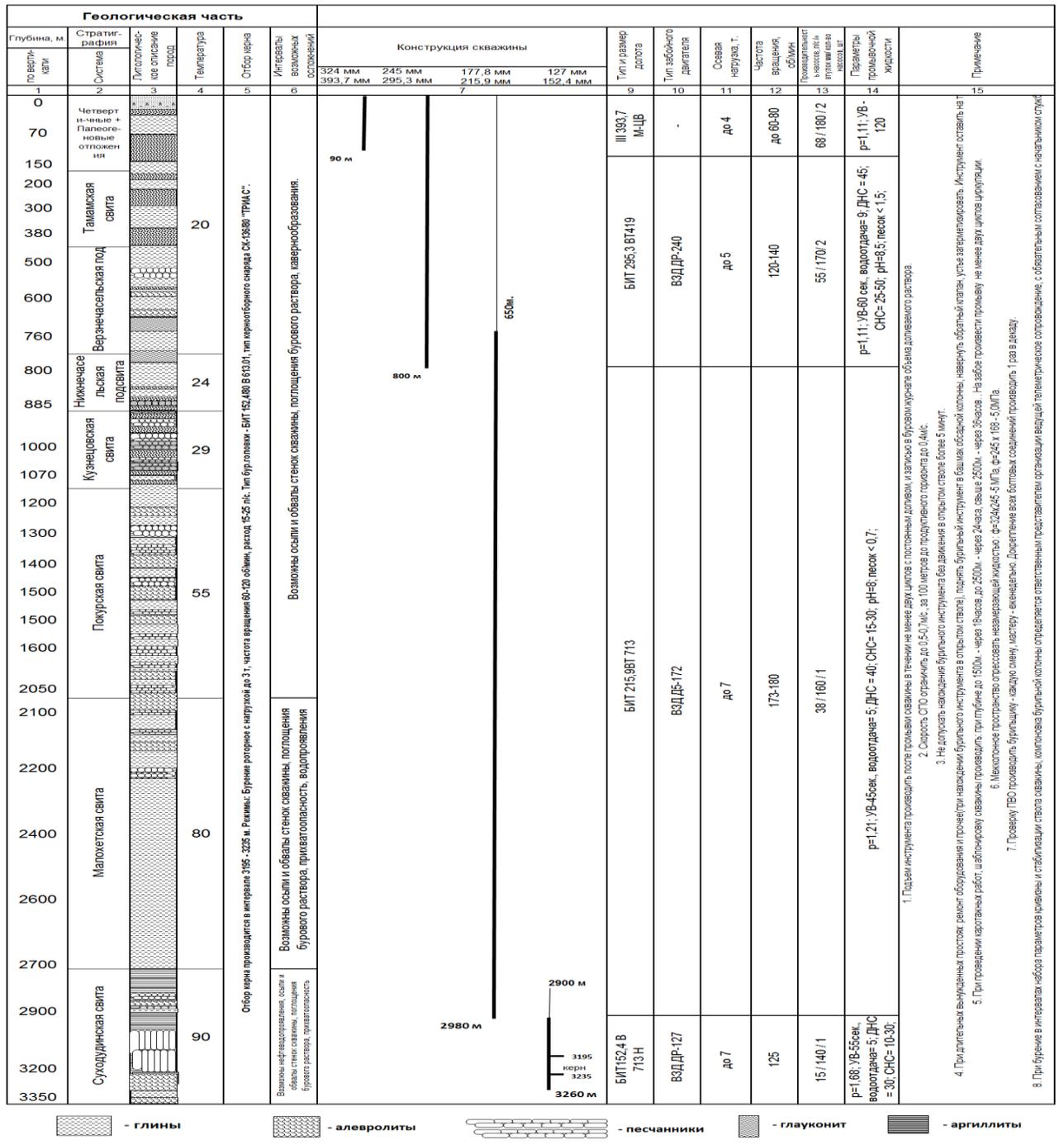


Рисунок Ж.1 – Геолого-технический наряд