

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2340 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИЕ (ПЕРМСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m2340)(470.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Борисов Андрей Дмитриевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 Максимова Ю.А.

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Борисов Андрей Дмитриевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2340 метров на газовом месторождении (Пермский Край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком $Q = 350$ м³/сутки.</p>
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1 Горно-геологические условия бурения скважины <ol style="list-style-type: none"> 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины 1.2 Зоны возможных осложнений 1.3 Характеристика нефтегазоводности месторождения (площади) 2 Технологическая часть проект <ol style="list-style-type: none"> 2.1 Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины 2.1.2 Построение графика совмещенных давлений 2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.1.4 Выбор интервалов цементирования 2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн 2.2 Проектирование процессов углубления скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1 Выбор способа бурения 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента 2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото 2.2.4 Расчет частоты вращения долота 2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора 2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны 2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины 2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин <ol style="list-style-type: none"> 2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность 2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины 2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины 2.4 Выбор буровой установки 3 Муфты для проведения МГРП <ol style="list-style-type: none"> 1. Геолого-технический наряд
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Климашева Е.И.
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин А.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Горно-геологические условия бурения скважины	
Технологическая часть проекта	
Муфты для проведения МГРП	
Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Борисов Андрей Дмитриевич		

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

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:
 Бакалаврской работы

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	40
14.05.2021	3. Муфты для проведения МГРП	15
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	10

Составил руководитель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Борисов А.Д.

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Борисов А.Д.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Борисов Андрей Дмитриевич

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

Тема ВКР:

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Разведочная вертикальная скважина глубиной 2340 метров на газовом месторождении (Пермский край).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Нормы: ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны» СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> - Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность
3. Экологическая безопасность:	Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) <ul style="list-style-type: none"> - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительном-монтажных - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов. Возгорания
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Борисов А.Д.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 111 страниц, 9 рисунков, 20 таблицы, 38 источников литературы и 6 приложений.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2340 метров на газовом месторождении Пермской области.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2340 метров на газовом месторождении Пермской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Бурение под моноколонну с применением легкосплавных бурильных труб.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

Сокращения

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

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спуско-подъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируочный;

ГЦУ – головка цементируочная универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементируочная.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	15
1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.....	16
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	16
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	17
2.1.1 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	17
2.1.3 Выбор интервалов цементирования	18
2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	18
2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	20
2.2.1 Выбор способа бурения	20
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	20
2.2.3 Выбор типа калибратора	21
2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения	22
2.2.5 Проектирование режимов бурения	23
2.2.5.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	23
2.2.5.2 Расчет частоты вращения долота	23
2.2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	24
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.2.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	26
2.2.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	27

2.2.9 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате	27
2.2.10 Выбор буровой установки	28
2.2.11 Обоснование и выбор типа промывочной жидкости	28
2.2.12 Обоснование параметров и свойств бурового раствора	30
2.2.13 Расчёт необходимого количества бурового раствора	32
2.2.14 Расчёт потребности химических реагентов для приготовления и регулирования свойств бурового раствора.....	34
2.2.15 Контроль параметров бурового раствора	37
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	38
2.3.1 Расчет наружных избыточных давлений	38
2.3.2 Расчет внутренних избыточных давлений	40
2.3.3 Конструирование обсадной колонны по длине	41
2.3.4 Обоснование способа цементирования.....	42
2.3.5 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	43
2.3.6 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	43
2.3.7 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	44
2.3.8 Проектирование процессов испытания скважин	45
2.3.8.1 Выбор жидкости глушения	45
2.3.8.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	46
2.3.8.3 Выбор типа пластоиспытателя	47
2.3.8.4 Выбор типа фонтанной арматуры	47

3. БУРЕНИЕ ПОД МОНОКОЛОННУ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ.....	48
3.1 Общие сведения об легкосплавных бурильных трубах	48
3.2 Перспективы применения легкосплавных бурильных труб для бурения горизонтальных скважин и боковых стволов.....	50
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	64
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ООО «Нафтагаз-Бурение».....	64
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия	64
4.1.2 Организационная структура управления предприятием	64
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	65
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	65
4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	66
4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ	67
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли.....	68
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	70
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	70
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	70
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	71
5.2 Производственная безопасность.....	72
5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов.....	72
5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата.....	72
5.2.1.2 Превышение уровня шума	73
5.2.1.3 Отсутствие или недостаток естественного света.....	73

5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны	73
5.2.1.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	74
5.2.1.6 Критические значения тока.....	74
5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия.....	74
5.3.1 Электробезопасность	74
5.3.2 Пожаровзрывобезопасность.....	75
5.4 Экологическая безопасность.....	76
5.4.1 Мероприятия по защите селитебной зоны	76
5.4.2 Мероприятия по защите атмосферы	77
5.4.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	77
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
Список использованной литературы.....	82
Приложение А	86
Приложение Б.....	93
Приложение В.....	96
Приложение Г	98
Приложение Д.....	103
Приложение Е.....	110

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная отрасль России — одна из основных отраслей экономики России, включающая в себя добычу, переработку, транспортировку и сбыт нефти, а также производство, транспортировку и сбыт нефтепродуктов. Также, из нефти получают: синтетику, горючие средства, полиэтилен и пластик, лечебные и косметические средства, пластмассы.

При проектировании разведочных скважин зачастую приходится сталкиваться с недостатком информации о разрезе. Таким образом, последующее бурение данной скважины сопряжено с повышенным риском. Для того, чтобы сократить вероятность аварий и осложнений, в процессе проектирования закладываются превентивные мероприятия, способствующие предотвращению осложнений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2340 м на газовом месторождении с учётом данных горно–геологических условий.

В работе рассмотрена технология бурение под моноколонну с применением легко сплавных бурильных труб.

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

1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Условия представлены в приложении А.

Конструкция скважины представлена на рисунке 1.1.

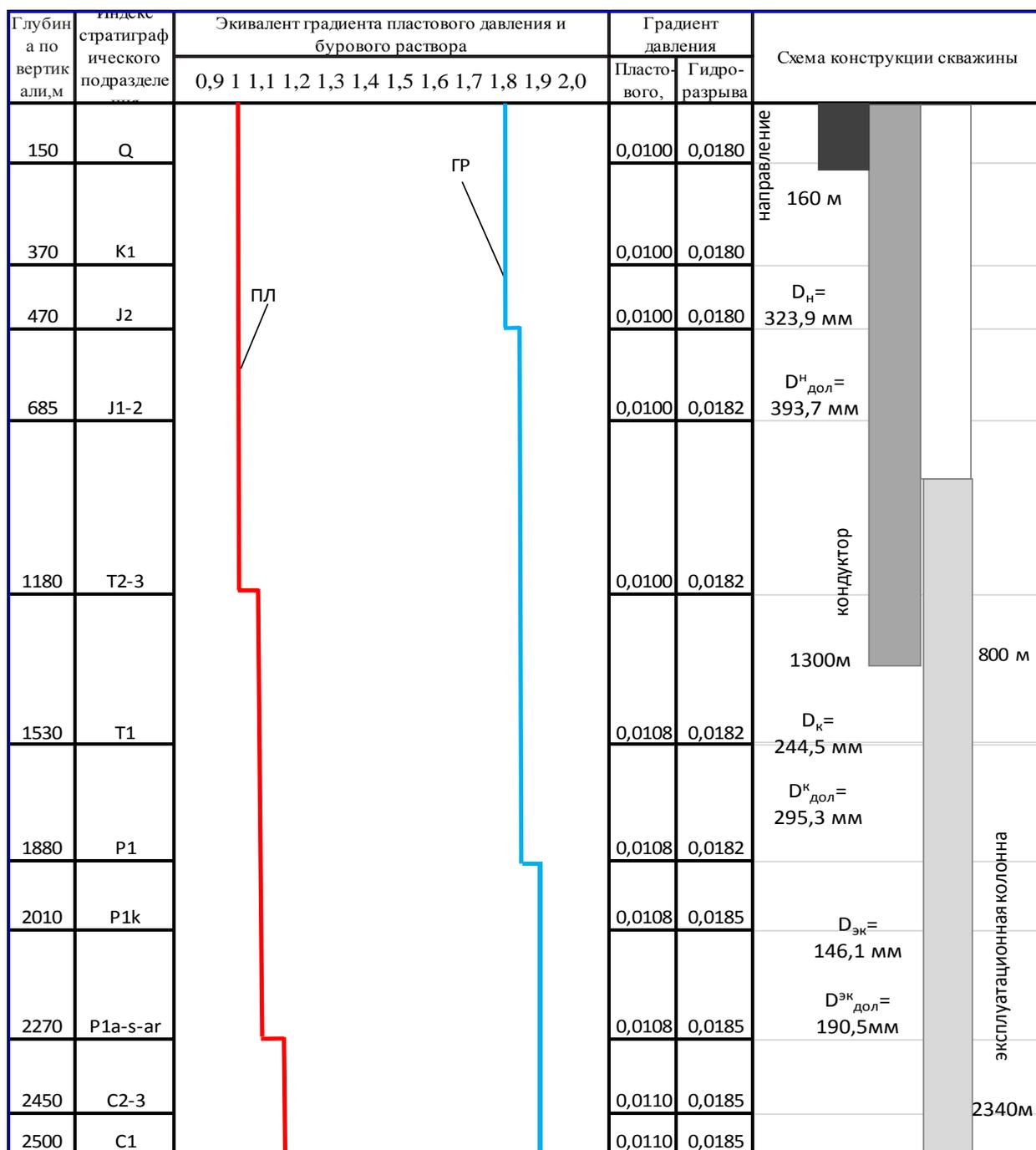


Рисунок 1.1 – График совмещенных давлений и конструкция скважины

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.1.1 Построение совмещенного графика давлений

График совмещенных давлений построен и указан на рисунке 1.1.

2.1.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуются спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине присутствуют многолетнемерзлые породы (ММП), направление перекрываем первый пласт. Величина перекрытия 10м. Направление опускаем на глубину 160 м.

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

В моём варианте имеется три пласт с газом, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение.

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 1300 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 25 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2340 м. Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по газовому пласту представлены в таблице 2.1

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

ИМЯ ПЛАСТА	T1	P2	C2-3
$L_{кр}$	1480	1700	2290
$\Gamma_{пл}$	0,1065	0,1065	0,1085
$\Gamma_{грп}$	0,1796	0,1796	0,1796
$\gamma=$	0,68	0,65	0,637
Расчетные значения			
$P_{пл}$	157,62	181,05	248,465
$P_{гр}$	165,232	188,58	233,48
e^s	1,04	1,04	1,16
$P_{пл} / e_s$	151,73	173,56	214,68
$L_{контд\ min}$	920	1050	1300
Требуемый запас	1,09	1,09	1,09
Принимаемая глубина	1300		

2.1.3 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 160 м. Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1300 м. Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины.

2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Эксплуатационная колонна. Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 190,5 мм.

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

Направление. Диаметр колонны составляет 323,9 мм, а диаметр долота 393,7 мм. Результаты расчета давления опрессовки колонн по газовому пласту представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты расчета давления опрессовки колонн по газовому пласту

$P_{оп}$	17,50	19,91	26,37
k	1,10	1,10	1,10
$P_{ГНВП}$	15,91	18,10	23,97
$P_{му}$	14,46	16,45	21,79
s	0,10	0,11	0,15
e	2,70	2,70	2,70
$\gamma_{отн}$	0,68	0,65	0,637
$H_{кр}$	1480	1700	2290
$P_{пл}$	15,984	18,36	25,19
$gradP_{пл}$	0,0108	0,0108	0,011

2.1.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

Исходя из проведенных выше расчетов, необходимо выбрать максимальное значение равное: $P_{оп} = 26,37$ МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-35-146x245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80x35.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

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

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	160	Роторный
160	1300	ВЗД
1300	2340	ВЗД
1480	1530	Роторный (Отбор керна)
1700	1800	Роторный (Отбор керна)
2290	2315	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны PDC долота для всех интервалов бурения, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал	0-160	160-1300	1300-2340	1480-1530 1700-1800 2290-2315
Шифр долота	393,7 (15 1/2) GRDP227	11 5/8” BT6919SMA- 083	7 1/2” BT7716MA- 042	БИТ 190,5/100 В 911
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC	PDC

Продолжение таблицы 2.4

Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		M+C	M+C	C+T	C
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	3-161
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	-
Длина, м		0,4	0,34	0,27	0,2
Масса, кг		172	130	48	25
G, тс	Рекомендуемая	7-24	2-10	2-12	2-6
	Максимальная	24	16	12	6
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	60-400	60-400	60-120
	Максимальная	600	400	400	120

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки M+C (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и средними горными породами.

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

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

2.2.3 Выбор типа калибратора

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

– Для бурения интервала под направление 0–160 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и средними горными породами;

– Для бурения интервала под кондуктор 160–1300 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и средними горными породами;

– Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1300–2340 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-160	160-1300	1300-2340
Шифр калибратора		КЛС 390 М	К 295 МС	2-К190,5СТ
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	295	190,5
Тип горных пород		М+С	М+С	С+Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н117/М117
	API	-	-	-
Длина, м		1,1	0,9	0,5
Масса, кг		155	114	50

2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
1480-1530 1700-1800 2290-2315	КИ 2.2. 195/100	2-5	20-40	15-20

2.2.5 Проектирование режимов бурения

2.2.5.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-160	160-1300	1300-2340
Исходные данные			
D_d , см	39,37	29,53	19,05
$G_{пред}$, Т	24	16	12
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, Т	19,2	12,8	9,6
$G_{проект}$, Т	7	7	9

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 6 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.2.5.2 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Результаты частоты вращения долота

Интервал		0-160	160-1300	1300-2340
Исходные данные				
V _л , м/с		2,8	1,8	1,4
D _д	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		136	116	140
n _{стат} , об/мин		40-60	100-180	140-200
n _{проект} , об/мин		60	120	140

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0–160 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5.3 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.9.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 67 л/с исходя из возможностей оборудования

буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 32 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 2.9 – Расход бурового раствора

Интервал	0-160	160-1300	1300-2340
Исходные данные			
$D_{д}, м$	0,3937	0,2953	0,1905
K	0,55	0,5	0,4
K_k	1,30	1,25	1,20
$V_{кр}, м/с$	0,14	0,13	0,11
$V_m, м/ч$	40	32	25
$d_{бт}, м$	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}, м$	0,0206	0,0079	0,0064
n	3	9	7
$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	1,18	1,18	1,12
$\rho_n, г/см^3$	1,91	2,1	2,25
Результаты проектирования			
$Q_1, л/с$	67	34	11
$Q_2, л/с$	65	35	13
$Q_3, л/с$	55	28	16
$Q_4, л/с$	36	42	26
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, л/с$	36-67	28-42	11-26
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q_{проект}, л/с$	67	55	32

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.10.

Для интервала бурения 160–1300 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР1-240.7/8.55 который

позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Таблица 2.10 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-160	160-1300	1300-2340
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
G _{ос} , кН		59	69	88
Q, Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	236	152
M _р , Н*м		-	2684	2246
M _о , Н*м		-	148	95
M _{уд} , Н*м/кН		-	37	24

Для интервала бурения 1300–2340 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР1-240.7/8.55	160-1300	240	10,2 25	270 3	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДГР-165.7/8.49	1300-2340	165	8,65 2	101 5	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.2.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

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

2.2.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

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

Результаты расчета представлены в приложении В.

2.2.9 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате

Табличное значение $Q_{\text{ТК}}$ для труб 127 мм группы прочности «К» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 134 и 141 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{\text{ТК-300}} = 134 \cdot 0,9 = 120,6 \text{ т},$$

$$Q_{\text{ТК-400}} = 141 \cdot 0,9 = 126,9 \text{ т}.$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{120,6}{80,43} = 1,50 > 1,15,$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{126,9}{80,43} = 1,58 > 1,15.$$

2.2.10 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Выбор буровой установки

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	80,43	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 80,43$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	70	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 70$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	104,6	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/104,6 = 1,91 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

2.2.11 Обоснование и выбор типа промывочной жидкости

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

Полимерглинистый буровой раствор

Предназначен для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в различных отложениях.

Полимер – глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер – глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды. Примерный компонентный состав полимерглинистого бурового раствора приведен в приложении Г.

После приготовления полимерглинистый буровой раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в приложении Г.

- Интервал (0-160м): бурение верхних четвертичных и палеогеновых отложений, представлены суглинками, рыхлыми глинами, супесями, песками. Во избежание интенсивных осыпей и обвалов стенок скважины необходимо иметь буровой раствор с высокой условной вязкостью ($T = 80-100$ с), плотностью РБР= 1,16-1,18 г/см³.; показателем фильтрации $\Phi = 5 - 6$ см³ /30 мин; статистическим напряжением сдвига СНС (мг/см²) равным; через 1 минуту - 35, через 10 минут - 60; толщиной корки $K = 1,5$ мм.; показателем рН=7-8; содержанием песка $\Pi=1-2$ %; динамическим напряжением сдвига ДНС= 23 мПа*с. Бурение данного интервала производится на полимерглинистом буровом растворе.

- Интервал (160-680м.): данный интервал в основном сложен глинами. При бурении данного интервала используется прежний буровой раствор, обработанный химическими реагентами для снижения условной вязкости и структурно-механических свойств для увеличения механической скорости бурения и стабилизации глинистого раствора: $T = 60-80$ с, Рбр = 1,16 - 1,18 г/см³.; $\Phi = 5 - 6$ см³/30 мин.; СНС (мг/см²) 1/10 = 35/55; $K = 1,5$ мм.; рН=7-8; $\Pi=1-2$ %

- Интервал (680 - 1180м.): глинистый раствор со следующими параметрами: $T = 15-20$ с, Рбр =1,03-1,10 г/см³.; $\Phi= 8-90$ см³/30 мин.; СНС (мг/см²) 1/10 = 0-5/0-10; $K = 1-1,5$ мм.; рН=7-8; $\Pi=1$ %; ДНС = 0-2 мПа*с. Пластическая вязкость равна 1-4 сПз. Данный интервал сложен в основном глинами. Производится наработка естественного глинистого раствора с достижением высоких механических скоростей бурения.

- Интервал (1180-1400м.): бурение отложений глины, песчаники, алевролиты. Для уменьшения взаимодействия фильтрата раствора с глинистыми породами производится обработка естественного глинистого раствора водным раствором полимеров с доведением свойств глинистого раствора до следующих значений: $T = 20-25$ с, Рбр = 1,10-1,12 г/см³.; $\Phi= 6-8$

см³/30 мин.; СНС(мг/см²)1/10 = 5/12-10/17; К = 0,5-1,5 мм.; рН=7-8; П=1 %; пластическая вязкость равна 6-10 сПз.

- Интервал (1400-2010м.): бурение проницаемых песчаников чередующихся с более твердыми породами (аргиллиты, алевролиты, глины) производится на прежнем глинистополимерном растворе с дополнительной обработкой раствора полимерами для получения следующих свойств: Т = 20-25с, Рбр = 1,12 г/см³.; Ф= 4-6 см³/30 мин.; СНС (мг/см²) 1/10 =5-10/10-15; К = 0,5-1 мм.; рН=7-8; П=1 %.

- Интервал (2010-2500м.): бурение интервала продуктивного пласта производится солевым биополимерным раствором для сохранения коллекторских свойств пласта. Параметры солевого биополимерного раствора: Т = 35-40с, Рбр = 1080-1120 г/см³.; Ф= 3-4,5 см³/30 мин.; СНС (мг/см²) за 10 секунд = 15-45, за 10 минут = 25-60; пластическая вязкость η= 10-15 мПа*с,(сПз); ДНС(ч0) = 80-120 д ПА: Общее содержание твёрдой фазы, % об = не более 6; содержание песка, % об = не более 0,5; рН = 7-8; показатель нелинейности (n) = не более 0,5; липкость (градус) = не более 2; толщина корки = 0,5.

2.2.12 Обоснование параметров и свойств бурового раствора

Исходя из условий создания противодействия, препятствующего притоку в скважину пластовых флюидов, и предотвращения гидроразрыва наиболее слабых пластов, а также с учётом совместимых условий бурения, выбирают плотность промывочной жидкости (Р_{бр}):

$$K_p * P_{пл} / g * H_{пл} \leq P_{бр} \leq (\Delta P_p + P_{пл}) / g * H_{пл}, \text{ кг/м}^3.$$

где K_p - коэффициент безопасности (репрессии);

P_{пл} - пластовое давление МПа;

ΔP_p - максимально допустимое превышение давления в скважине над пластовым (в соответствии с правилами безопасности в НГП) МПа;

H_{пл}- глубина залегания пласта, м.

В зависимости от глубины скважины и с учётом эквивалентов градиентов давлений ($\alpha_{пл}$ и $\alpha_{грп}$) можно выделить следующие интервалы совместимых условий бурения:

- 1 интервал (0 - 160 м.):
 - эквивалент градиента пластового давления, $\alpha_{пл} = 1$;
 - эквивалент градиента давления ГРП, $\alpha_{грп} = 1,8$.

$$1121,3 \leq P_{бр1} \leq 1383,4 \text{ кг/м}^3.$$

- 2 интервал (160 - 680 м.): $\alpha_{пл} = 1$; $\alpha_{грп} = 1,82$;

$$1121,3 \leq P_{бр1} \leq 1164,94 \text{ кг/м}^3.$$

- 3 интервал (680-1180 м.): $\alpha_{пл} = 1$; $\alpha_{грп} = 1,8$;

$$1070,3 \leq P_{бр3} \leq 1150,14 \text{ кг/м}^3.$$

- 4 интервал (1180-1400 м.): $\alpha_{пл} = 1,08$; $\alpha_{грп} = 1,82$;

$$1080,9 \leq P_{бр4} \leq 1130,64 \text{ кг/м}^3.$$

- 5 интервал (1400-2010 м.): $\alpha_{пл} = 1,08$; $\alpha_{грп} = 1,85$;

$$1072,6 \leq P_{бр4} \leq 1145,82 \text{ кг/м}^3.$$

- 6 интервал (2010-2500 м.): $\alpha_{пл} = 1,10$; $\alpha_{грп} = 1,85$;

$$1085,6 \leq P_{бр4} \leq 1153,12 \text{ кг/м}^3.$$

Из полученных результатов следует, что бурение проектной скважины без опасности возникновения нефтегазоводопроявлений и гидроразрывов пластов можно вести с промывкой буровым раствором одной плотности. Однако ввиду сложности строения разреза скважины предусматривается обработка бурового раствора химическими реагентами, что ведет к изменению свойств раствора с глубиной.

- Интервал (0-160 м.) бурение под кондуктор производится на полимерглинистом растворе и обработанном бентонитовым глинопорошком, гивпаном и каустической содой для повышения вязкости и других структурно-механических свойств. Эта обработка делается для предотвращения осыпей и обвалов, и увеличения удерживающей способности раствора. При отсутствии возможности завоза готового глинистого раствора с других буровых производится приготовление глинисто-полимерного раствора непосредственно

на буровой, при этом нормы расхода глинопорошка увеличиваются на 30 %, а нормы расхода химреагентов увеличиваются на 20 %. При втором варианте в готовящейся раствор добавляют дополнительно КМЦ. Ввод глинопорошка и химреагентов в раствор производят через гидромешалку.

– Интервал (160 -680 м.): производится стабилизация свойств глинисто-полимерного раствора путем обработки его реагентом КМЦ.

– Интервал (680-1180м) - естественный глинистый раствор.

– Интервал (1180 - 1400 м.): производится обработка глинистого раствора водным раствором полимеров типа КемРас и КемД.

– Интервал (1400-2010 м.): производится дальнейшая обработка глинистого раствора полимерами для увеличения стабилизирующих и ингибирующих свойств раствора с целью недопущения взаимодействия раствора с проходимыми породами.

– Интервал (2010 - 2500 м.): после спуска эксплуатационной колонны и её цементирования производится разбуривание стоп-кольца, цементного стакана, башмака на солевом растворе. После чего загрязнённый объём раствора сбрасывается в шламовый амбар. Затем производится обработка солевого раствора реагентами: КМЦ, биополимером КЕМХ и бактерицидом до получения требуемых свойств солевого биополимерного раствора.

2.2.13 Расчёт необходимого количества бурового раствора

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения и представляет собой сумму определенных объемов:

$$V_{бр} = V_{СКВ} + V_{Оч} + V_{ЕМ} + V_{ВОСП} [M^3],$$

где $V_{СКВ}$ – объём скважины на конец бурения интервала, m^3 ;

$$V_{СКВ} = \frac{\pi * D_{дол}^2 * k_k * L_{ос}}{4} + \frac{\pi * d_{ОК}^2 * L_{зс}}{4} [M^3],$$

где $D_{дол}$ – диаметр долота в пробуренном интервале, м;

$d_{ОК}$ – внутренний диаметр ОК, м;

k_k – коэффициент кавернозности для интервала;

L – длина интервала в открытом/закрытом стволе, м;

$V_{оч}$ – объём системы очистки (принимается равным 3-8 м³);

$V_{ем}$ – объём раствора в емкостях (для направления и кондуктора – 40 м³, для интервалов продуктивного горизонта = $V_{скв}$);

$V_{восп}$ – объём восполнения потерь в системе очистки, потерь при фильтрации и СПО.

$$V_{восп} = V_{пот} + V_{фил} + V_{СПО} [м^3],$$

$$V_{пот} = \varepsilon \cdot V_{п} \cdot \frac{\rho_{гп} - \rho_{ж}}{\rho_{гп} + \rho_{бр} - 2\rho_{ж}} [м^3],$$

где ε – степень очистки бурового раствора (0,7 для трехступенчатой системы очистки, 0,9 – для четырехступенчатой);

$V_{п}$ – объём выбуренной породы, м³;

$\rho_{гп}$ – плотность выбуренной породы, кг/м³;

$\rho_{ж}$ – плотность жидкой фазы бурового раствора, кг/м³.

$$V_{фил} = \frac{251 \cdot h_{фк}}{\rho_{бр} - \rho_{ж}} \cdot \left(k_k \cdot D_{дол} - \frac{h_{фк}}{2} \right) \cdot L_{ос} [м^3],$$

где h – толщина фильтрационной корки (принимается равным 0,002-0,003 м для растворов с низкой водоотдачей).

$$V_{СПО} = \frac{4L_{ос} + 2L_{зс}}{1000} [м^3].$$

При использовании на различных интервалах буровых растворов одного типа или имеющих схожий состав (глинистый – полимерглинистый) допускается переводить определенную долю раствора на следующий интервал, при условии, что параметры «второго» раствора можно получить разбавлением или введением дополнительных химических реагентов.

Перевод раствора на следующий интервал позволяет сократить потребное количество приготавливаемого раствора и сэкономить материалы и химические реагенты. Согласно программам приготовления и обработки

бурового раствора, допускается перевод до 60% объема раствора, имеющегося в конце интервала.

$$V_{\text{ПЕРЕВ}} = 0,2 \cdot 0,6(V_{\text{СКВ}} + V_{\text{ЦС}} + V_{\text{ЕМ}}), [\text{м}^3].$$

2.2.14 Расчёт потребности химических реагентов для приготовления и регулирования свойств бурового раствора

При расчете потребного количества реагентов необходимо проверить выполнение условия: запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины. Из них один объем должен находиться в виде бурового раствора в емкостях, и еще один объем допускается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления. Для расчета объема раствора к непосредственному приготовлению принимается большее из значений, за вычетом объема раствора, переведенного с предыдущего интервала:

$$V_{\text{потр}} = (V_{\text{бр}} <> 3 \cdot V_{\text{СКВ}}) - V_{\text{перев}}, [\text{м}^3].$$

Расчет потребного количества выполняется для каждого реагента, указанного в составе выбранного бурового раствора, по формуле:

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}],$$

где C – расход реагента, $\text{кг}/\text{м}^3$;

M_p – масса реагента, кг .

Количество целых упаковок, необходимых для полного обеспечения материалами и химическими реагентами, определяется по формуле:

$$N_{\text{уп}} = M_p / V_{\text{уп}}, [\text{кг}],$$

где $V_{\text{уп}}$ – объем упаковки для отдельно взятого реагента: для сыпучих реагентов – мешки (25 и 1000 кг) для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л \approx 0,2 $\rho_{\text{ж}}$ кг).

– Интервал (0 - 160 м.) - производят его обработку реагентами в следующем количестве: через гидромешалку вводится глинопорошок из расчёта 20 кг. на 1 м³ воды; в обработанный раствор добавляется реагент-гивпан из расчёта 2 литра на 1 м³ раствора. Общее количество реагентов на

интервал: бентопорошок - 2,6 т, гивпан - 160 л. Если готовится новый глинистый раствор, то производят смешение технической воды с бентопорошком из расчёта 30 кг. на 1 м³ технической воды, с гивпаном (160 литров) и с КМЦ (150 кг.). Общее количество бентонитового порошка для приготовления нового раствора -3,6 т.

– Интервал (160 - 680 м.): производится обработка глинисто-полимерного раствора КМЦ в количестве 100 кг.

– Интервал (680 - 1180 м.): производится обработка естественного глинистого раствора полимерами в количестве: Кем Рас – 90 кг; Кем Д - 30 кг; СРЖН - 50 кг на интервал.

– Интервал (1180 - 1400 м.): производится доработка глинисто-полимерного раствора (естественного) полимерами из расчёта: КемРас - 100 кг; Кем Д - 30 кг; СРЖН - 50 кг. на интервал.

– Интервал (1400 - 2010 м.): доработка полимерами из расчёта: Кем Рас - 200 кг; Кем Д - 80 кг.; СРЖН - 100 кг. на интервал.

– Интервал (2010 - 2500 м.): доработка полимерами из расчёта: Кем Рас - 90 кг; Кем Д - 30 кг; СРЖН - 100 кг. на интервал.

Повышенный расход полимеров на 4,5,6 интервалы обусловлен тем, что в данных интервалах залегают водоносные горизонты и нужно максимально уменьшить показатель фильтрации. Также в этих интервалах залегают неустойчивые толщи песчаников.

Расход хим. реагентов приводится из условия приготовления бригадой бурения СБР в объёме:

$$V_{\text{сбр}} = V_{\text{н.с}} + V_{\text{ЭК}} + V_{\text{СТВ}} = 50 + 51,69 + 0,95 = 102,64 \text{ м}^3 \Rightarrow \text{NaCl} = 20528 \text{ кг}; \text{КМЦ} = 1334,32 \text{ кг}; \text{КЕМ Х} = 225,8 \text{ кг}; \text{бактерицид} = 41,06 \text{ кг}.$$

СБР для бурения

Подготовка к проведению работ по приготовлению и химической обработке СБР для бурения. Необходимый для приготовления и обработки СБР запас реагентов:

- полимера КМЦ на 150 кг больше расчётного количества:

$$\text{КМЦ} = 1334,32 + 150 = 1484,32 \text{ кг.}$$

- КЕМ X на 25 кг больше расчётного количества:

$$\text{КЕМ X} = 225,8 + 25 = 250,8 \text{ кг.}$$

Приготовление исходного СБР

Солевой раствор, заполняющий ёмкости ЦС и ствол скважины, вначале обрабатывается реагентом КМЦ (1,3 % об.) из расчёта 13 кг. на 1 м³ раствора, затем биополимером КЕМ X (0,2 % об.) из расчёта 2,2 кг. на 1 м³ раствора.

Реагенты в солевой раствор вводятся через гидромешалку. Дозировка реагента КМЦ в ёмкости гидромешалки составляет 30 кг на 1 м³ солевого раствора, реагента КЕМ X - 4 кг. Ввод реагентов в гидромешалку осуществляется медленно, при постоянном перемешивании - 1 мешок за 15-20 мин. Реагенты полностью набухают и растворяются в течении 1 -2 часов.

Создаётся с помощью бурового насоса круговая циркуляция солевого раствора через скважину и вводятся растворенные реагенты в циркуляционный раствор в течении 1 цикла.

Обработка СБР в процессе бурения

За счёт воздействия на молекулы биополимера больших гидродинамических нагрузок (истечение через насадки долота, лопатки центробежных насосов, забойные двигатели), адсорбции их на поверхности глинистых частиц и выбуренного шлама, могут ухудшаться реологические и фильтрационные свойства раствора, которые восстанавливаются дополнительной обработкой:

- при повышении водоотдачи выше указанного предела производится дополнительная обработка СБР реагентом КМЦ порциями из расчёта 0,3-0,5 кг. на 1 м³ раствора до достижения требуемого значения показателя водоотдачи;

- требуемые удерживающие и выносящие свойства раствора достигаются концентрацией биополимера, которая регулируется в зависимости от реологических показателей (η , τ_0), тиксотропности раствора (СНС). Дообработка раствора биополимером КЕМ X производится из расчёта 0,2-0,4 кг. на 1 м³ раствора.

При необходимости, пополнение объёма СБР производится солевым раствором плотностью не ниже 1080 кг/м^3 обработанным КМЦ и биополимером КЕМ Х.

Очистка солевого биополимерного раствора от выбуренной породы осуществляется двухступенчатой системой очистки. По мере необходимости может быть задействована III и IV ступень очистки. На вибросите устанавливаются сетки с размером ячеек $0,16 \times 0,16 \text{ мм}$.

В процессе бурения ведётся постоянный контроль расхода реагентов.

2.2.15 Контроль параметров бурового раствора

Своевременное принятие необходимых мер по борьбе с осложнениями возможно только при систематическом контроле всех внесенных в ГТН показателей раствора.

В данном разделе необходимо выбрать приборы и оборудование, необходимые для контроля параметров бурового раствора, дать их характеристику, а также указать периодичность контроля параметров.

Контроль параметров СБР

В процессе бурения скважины производятся замеры и расчёты всех технологических параметров солевого биополимерного раствора: плотности (PO), условной вязкости (T), водоотдачи (B), динамического напряжения сдвига (τ), пластической вязкости (η), водородного показателя (pH), статического напряжения сдвига (CHC), содержание песка и твёрдой фазы, показателя нелинейности (n) и консистенции (K). Дополнительный контроль пробы бурового раствора, отобранного при промывке после окончательного каротажа перед спуском хвостовика, проводится в лаборатории с замерами параметров: содержание хлоридов, коллоидной составляющей.

Контроль параметров СБР проводится в соответствии с СТП 103-99 "Сборник методик контроля параметров буровых и тампонажных растворов" и методики международного стандарта АНИ.

При возможных отклонениях параметров СБР от требуемых, их регулирование производится с использованием приложения Г.

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 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.

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

- при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.
- в конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.1 и 2.2 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

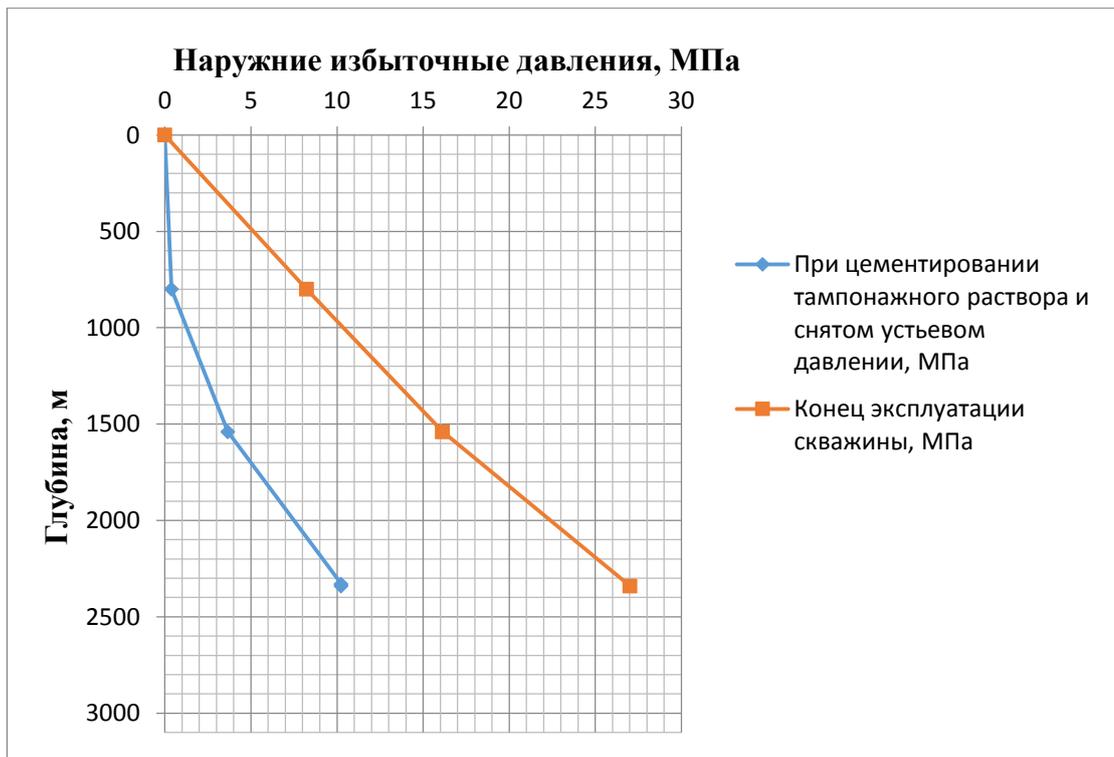


Рисунок 2.1 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

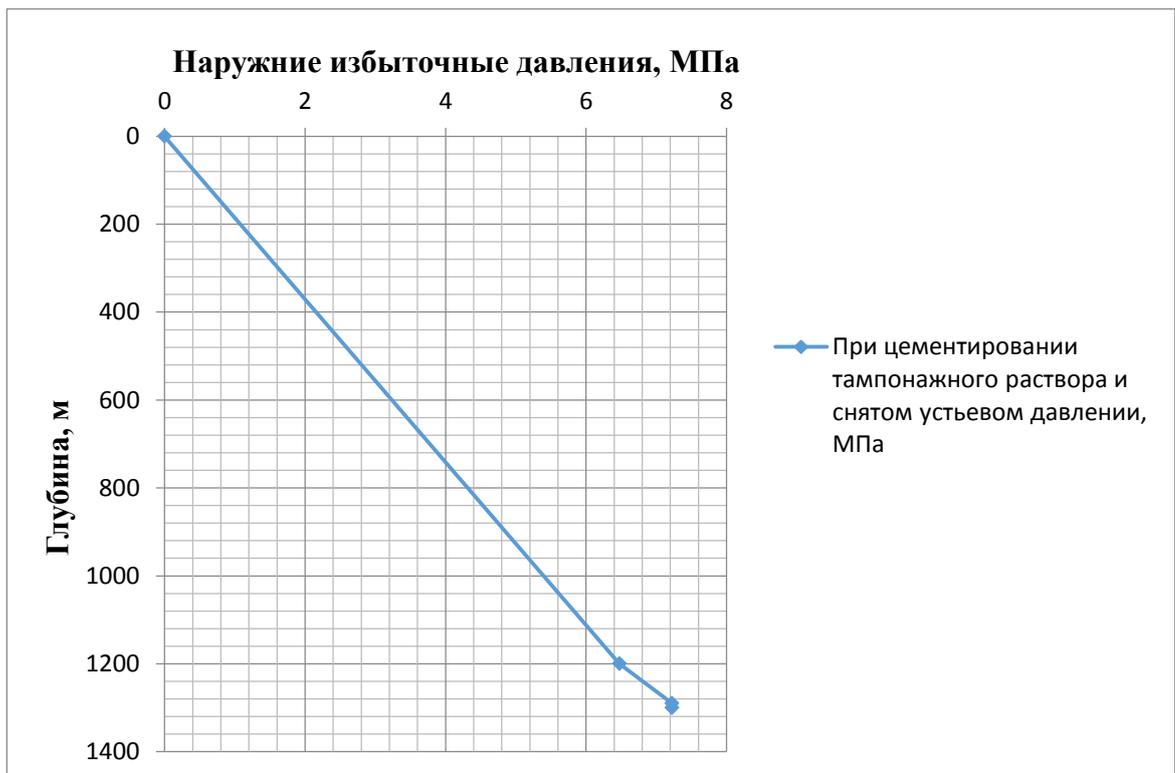


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.3.2 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.

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

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

На рисунках 2.3 и 2.4 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

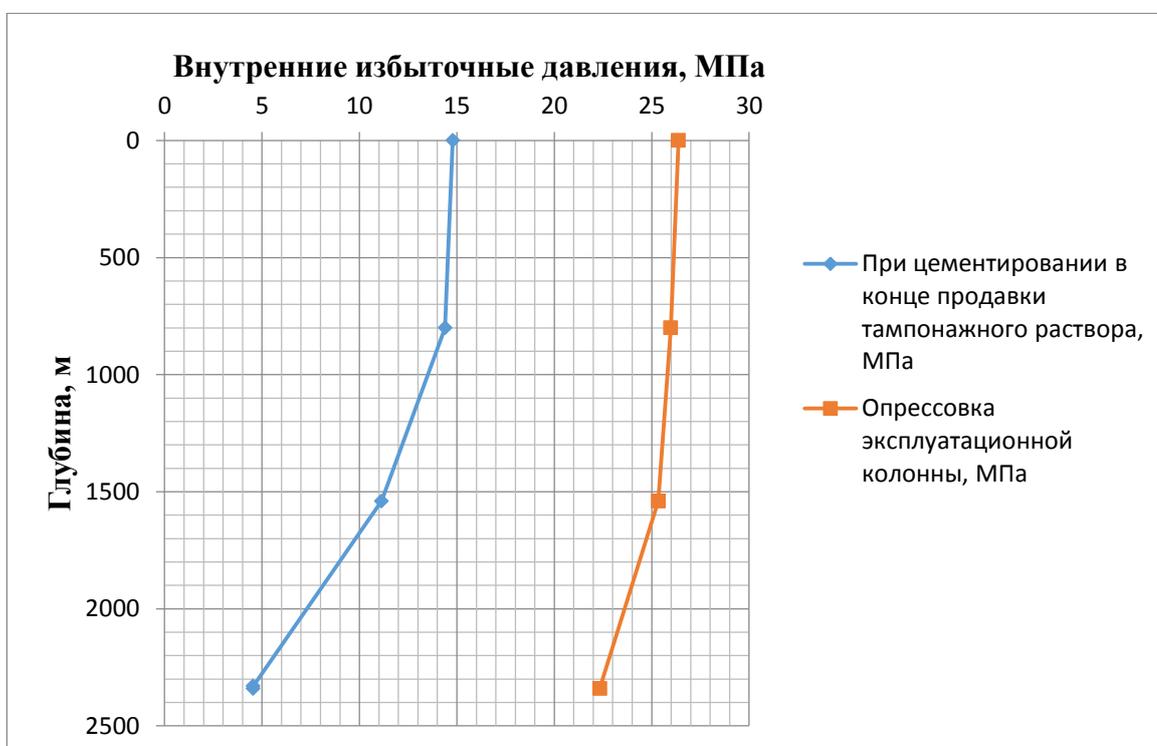


Рисунок 2.3 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

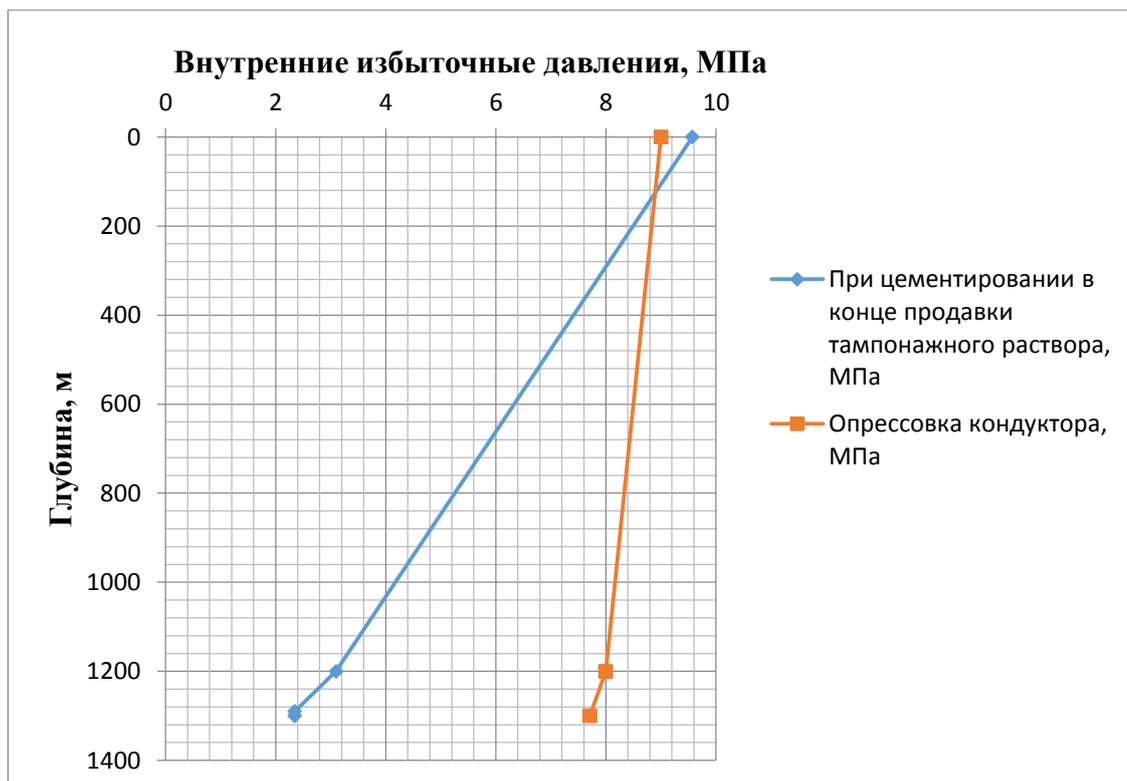


Рисунок 2.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 2.13.

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.13 – 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	160	67,2	10752	10752	0-160
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1300	47,2	61360	61360	0-1300
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	9,5	910	32,2	29302	64051	910-2340
2	ОТТГ	Д	7	1430	24,3	34739		0-910

Таблица 2.14 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		

Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	2340	2340	1	1
	ЦКОДМ-146 («Уралнефтемаш»)	2330	2330	1	1
	ЦПЦ-146/190,5 («НефтьКам»)	800	1250	9	44
		1250	1350	10	
		1350	2330	25	
	ЦТ-146/190,5 («НефтьКам»)	1470	1540	7	23
		1690	1810	12	
		2280	2325	4	
	ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	2340	2340	1	1
ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	2330	2330	1	1	
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	800	800	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	790	790	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	130	4	38
		130	190	6	
		190	1300	28	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	790	790	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	160	160	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	150	150	1	1

Продолжение таблицы 2.14

Направление, 324 мм	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	150	4	4
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	150	150	1	1

2.3.4 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (1)$$

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

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

$P_{гр} = 43,29$ МПа – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Поскольку $33,29554 \leq 41,126$ условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.3.5 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.15.

Таблица 2.15 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³		Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,229	1,31	1050	5,08	1,27	МБП-СМ	91,7
		3,919	1050		3,81	МБП-МВ	58,79
Продавочная жидкость	31,91		1000	31,91		-	-
Облегченный тампонажный раствор	17,48		1450	9,4		ПЦТ-III-Об(4-6)-50	13053,1
						НТФ	7,17
Нормальной плотности тампонажный раствор	14,08		1850	14,1		ПЦТ - II - 100	18128,7
						НТФ	5,77

2.3.6 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m).$$

Для цемента облегченной плотности равна 13,0531 т. Для нормальной плотности равна 18,1287 т. Для буферной жидкости равна 5,65 т.

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m$$

Для цемента нормальной плотности 14,1 м³. Для облегченного 9,4 м³. Для буферной 5,08 м³.

2.3.7 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8,$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность»;

$$P_{ца} \geq 17,78.$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

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

$$m = G_{сух} / G_б,$$

Для цемента нормальной плотности 1,39 (требуется дозатарка цемента во время приготовления). Для облегченного 1,3(требуется дозатарка цемента во время приготовления).

На рисунке 2.5 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

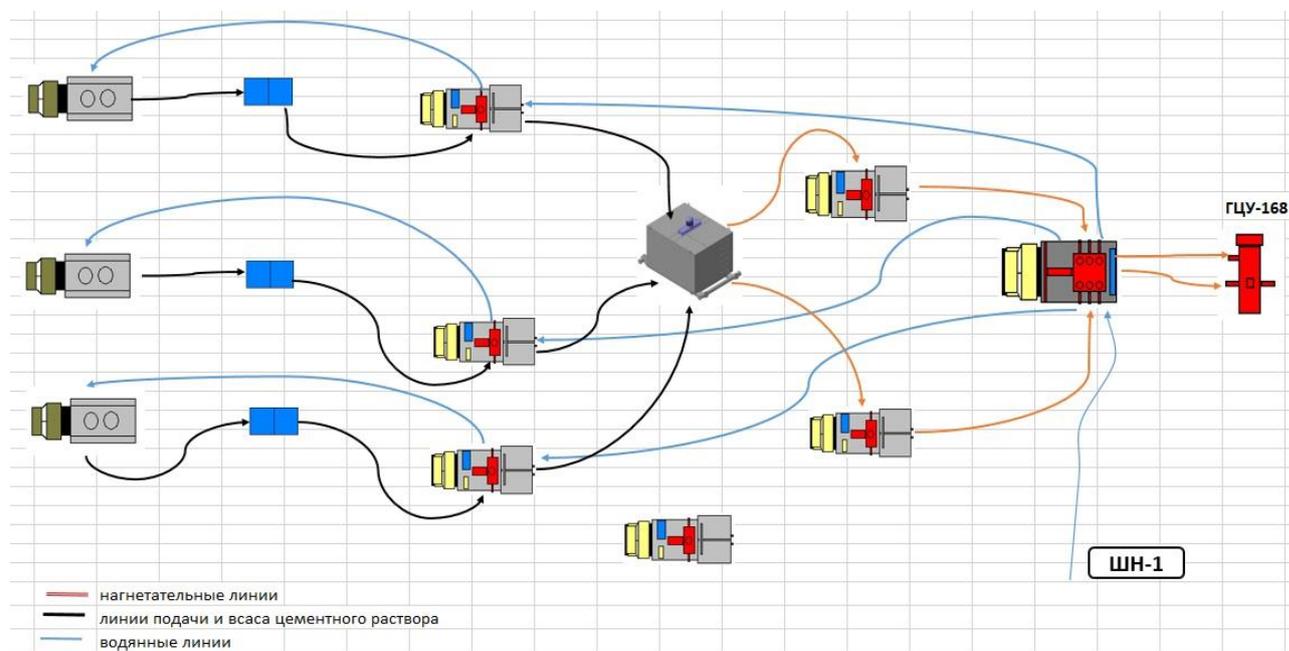


Рисунок 2.5 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.3.8 Проектирование процессов испытания скважин

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

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.3.8.1 Выбор жидкости глушения

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

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 4.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1177 \text{ кг/м}^3, \quad (4)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 5.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(0 + 31,14) = 62,28\text{м}^3 \quad (2)$$

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

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

2.3.8.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

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

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

В таблице 2.16 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 2.16 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
25	Кабель	Кумулятивн	ORION	20	Ограничивается

		ая	73КЛ		грузоподъемность геофизического кабеля
--	--	----	------	--	--

2.3.8.3 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИЗ-95.

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ5-80/65х35.

3. БУРЕНИЕ ПОД МОНОКОЛОННУ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

3.1 Общие сведения об легкосплавных бурильных трубах

С увеличением глубины бурения появилась необходимость в создании легкосплавных бурильных труб (ЛБТ). Эти трубы, несмотря на большую толщину стенки по сравнению со стальными трубами такого же диаметра, имеют в 2 - 2,5 раза меньший вес в воздухе. Это отношение становится еще больше в среде жидкости, особенно в утяжеленных растворах. Поэтому предельная глубина их спуска в 3 - 4 раза больше, чем стальных труб. В настоящее время ЛБТ широко применяются в эксплуатационном бурении. Иногда применяют комбинированную бурильную колонну, устанавливая ЛБТ лишь в средней части ее. Это также позволяет значительно уменьшить вес и увеличить предельную глубину спуска колонны.

ЛБТ сборной конструкции

ЛБТ сборной конструкции выпускаются по ГОСТ 23786 - 79 с классификацией по конструкции, виду прочности и термостойкости.

По конструктивным особенностям они делятся на трубы следующих подтипов:

- гладкие по всей длине;
- с внутренними концевыми утолщениями (тип ТБ);
- с протекторным утолщением и внутренними концевыми утолщениями (тип ТБП);
- с коническими стабилизирующими поясками.

По термостойкости они делятся на трубы:

- для нормальных температур;
- для повышенных температур.

ЛБТ сборной конструкции соединяются между собой на резьбе с помощью бурильных замков типа ЗЛ (замок легкий).

Диаманитность ЛБТ позволяет проводить инклинометрические работы через спущенную колонну. Использование ЛБТ значительно снижает трудоемкость СПО, сокращает расход талевого каната, тормозных колодок лебедки, энергии, транспортные расходы. Однако ЛБТ нельзя использовать при $pH > 10$ из-за коррозии. Недопустимы и кислотные ванны для освобождения прихваченной колонны.

ЛБТ цельной конструкции

Эти ЛБТ не имеют присоединенных деталей. Они соединяются между собой при помощи замковой резьбы, нарезаемой на утолщенных концах труб: под замковую муфту с одного конца и замковый ниппель — с другого. Несомненным преимуществом ЛБТ цельной конструкции является в три раза меньшее число резьбовых соединений в свече, бурильной колонне, что повышает их герметичность.

Однако низкая износостойкость резьбы не позволяет применять их как комплект рабочего инструмента для бурения. Из них составляют специальные комплекты инструмента для выполнения некоторых технологических операций, например, для заливки зон поглощений через колонну труб в случаях опасности прихвата заливочных труб. Прихваченная колонна ЛБТ может быть легко разбурена долотом.

В последнее время созданы ЛБТ с толстой стенкой (40 мм), которые иногда называются ЛУБТ (УБТ из легкого сплава). Они устанавливаются выше стальных УБТ с целью исключения влияния стальных труб на показания инклинометрических приборов.

3.2 Перспективы применения легкосплавных бурильных труб для бурения горизонтальных скважин и боковых стволов

Основными ограничениями при бурении нижних интервалов горизонтальных скважин (ГС) являются проблемы очистки ствола от шлама, а также сложности при доведении осевой нагрузки и вращающего момента до долота в процессе преодоления сил сопротивления перемещению и вращению бурильной колонны (БК).

Учитывая, что при этих условиях вся БК, за исключением ее верхней части, находится в сжатом состоянии, необходимо кроме общепринятого расчета колонны на растяжение и кручение выполнять расчеты БК на продольную устойчивость при сжатии.

Наиболее опасным следствием действия сжимающих нагрузок является локальная потеря БК продольной устойчивости, которая происходит сначала в форме плоской синусоиды, переходящей по мере увеличения нагрузки к виду пространственной спирали, – так называемый «баклинг», соответственно, I или II рода. При бурении с вращением БК «баклинг» проявляется также в формах колеблющейся плоской синусоидальной или пространственной спиральной змейки, планетарно обкатывающейся вокруг оси скважины при действии сочетания нагрузок: сжимающих продольных и центробежных поперечных.

Превышение сжимающих усилий сверх критических нагрузок «баклинга» сопровождается прогрессирующим ростом прижимающих усилий в контакте «БК – стенки скважины», что может привести к «зависанию» и заклинке колонны.

При бурении ГС для борьбы с «баклингом» сжатой части БК, согласно рекомендациям [7], используются следующие методы:

- применение более жестких компоновок БК, включающих трубы толстостенные, с увеличенным наружным диаметром, со спиральным оребрением наружной поверхности, а также оснащенные протекторами в центре трубы;
- снижение веса БК на горизонтальном участке;

- снижение сопротивлений при перемещении БК путем улучшения очистки ГС, включением в компоновку специальных устройств типа «гидроклин» и применением увеличенных частот вращения труб (более 120 об/мин);
- ограничением режимов бурения в режиме «слайдинга», т.е. без вращения БК, применяя при необходимости корректировки траектории ствола роторные управляемые системы (РУС).

Все вышеуказанные рекомендации направлены, с одной стороны, на повышение продольной жесткости БТ, с другой – на снижение сопротивлений при перемещении БК по ГС. Однако нетрудно заметить, что приведенные рекомендации содержат взаимно противоречащие требования: увеличение жесткости стальных бурильных труб всегда связано с увеличением их веса, а, следовательно, с ростом сопротивлений перемещению и вращению БК. Кроме того, применение высоких частот вращения БК вызывает повышенный износ замков и тела труб на горизонтальном участке ствола, а также снижает эксплуатационную долговечность бурильных труб.

Таким образом, оценка эффективности замены стальных бурильных труб (СБТ) на легкосплавные бурильные трубы повышенной надежности (ЛБТПН), в том числе оценка возможности увеличения при этом осевой нагрузки на долото и протяженности ГС, в конечном счете, зависит от соотношения весовых параметров и критических сил «баклинга» для сопоставляемых труб и условий бурения.

Решение вышеупомянутых проблем во многих случаях может быть достигнуто при использовании легкосплавных бурильных труб из алюминиевых сплавов с наружным винтовым спиральным оребрением (ЛБТПН-С), что связано со специфическими физико-механическими свойствами алюминиевых сплавов, обеспечивших их широкое применение. К таким свойствам относятся небольшой удельный вес, высокая плавучесть в буровом растворе, удельная прочность, более высокая, по сравнению с СБТ,

гибкость, облегчающая вписываемость труб в сильно искривленные участки ствола и т.д.

В настоящее время завершена разработка опытной партии легкосплавных спиральных бурильных труб ЛБТПН-103х11С из высокопрочного алюминиевого сплава 1953Т1, включение которых в компоновку БК при бурении ГС диаметром 139,7 – 155,6 мм позволит, в сравнении с применяемыми СБТ аналогичного назначения, обеспечить:

- повышенную продольную устойчивость БК за счет увеличения изгибной жесткости оребренных бурильных труб;
- снизить приложенные к БК силы и моменты сопротивления за счет кратного уменьшения веса алюминиевых труб в буровом растворе;
- снизить вероятность возникновения прихватов инструмента за счет уменьшения площади контакта БК со стенками ГС скважины;
- улучшить очистку горизонтальной части ствола скважины от выбуренной горной породы за счет более эффективного удаления отложений шлама в зоне «лежачей» стенки скважины вращающимся спиральным оребрением.

Обоснованность таких предположений подтверждается как выполненными экспериментальными исследованиями, так и положительным опытом применения стальных спиральных УБТ-С в составе КНБК при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. ЛБТПН-103х11С (рисунок 3.1) состоит из алюминиевой трубы (поз. 1) с навинченными элементами стального замка – муфтой (поз. 2) и ниппелем (поз. 3), по желанию заказчика может быть изготовлена из алюминиевых сплавов Д16Т или 1953Т1.

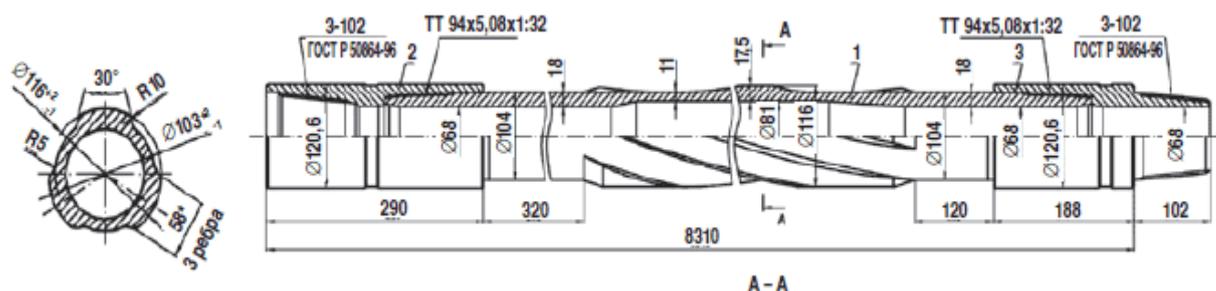


Рисунок 3.1 – Легкосплавная спиральная бурильная труба ЛБТПН-103х11С

Основная часть наружной поверхности трубы выполнена с утолщением за счет наружного спирального оребрения правого направления. В верхней части трубы под муфтой замка располагается проточка для работы с элеватором. Стальные замки ЗЛКА-120,6/68,0 присоединены к алюминиевой трубе с помощью специальной трапецеидальной резьбы ТТ-94х5,08х1:32 с коническим стабилизирующим пояском и упорным внутренним торцом. Резьба и стабилизирующий поясок выполнены с радиальными натягами. Свинчивание замков с трубой осуществлено методом «температурной» сборки по специальной технологии.

Таблица 3.1 – Предельные значения силовых факторов для ЛБТПН 103х11С и ЛБТПН 103х11П

Предельные прочностные параметры бурильной трубы	ЛБТПН-103х11(П)		ЛБТПН-103х11С	
	Алюминиевый сплав			
	Д16Т	1953Т1	Д16Т	1953Т1
Растягивающее усилие, кН, рассчитанное по: – основному телу трубы – замковому соединению	1030 2610	1525 2610	1430 2610	2120 2610
Крутящий момент, кН*м, рассчитанный по: – основному телу трубы – замковому соединению	19,7 24,5	29,1 24,5	28,3 24,5	41,8 24,5
Внутреннее избыточное давление, рассчитанное по телу трубы, МПа	60,7	89,7	66,7	98,5

В таблице 3.1 приведены рассчитанные по номинальным размерам этих труб предельные значения растягивающих усилий, крутящих моментов и внутренних избыточных давлений для труб с протекторным утолщением и спиральным оребрением, под действием которых напряжения в теле алюминиевой трубы или стального замка достигают минимального предела текучести соответствующего материала.

При совместном действии растягивающей нагрузки и крутящего момента, предельные значения этих силовых факторов для аналогичных труб определяются с помощью диаграмм, приведенных на рисунке 3.2.

С включением ЛБТПН-103х11С в компоновку горизонтального участка можно поднять, по сравнению с СБТ близких типоразмеров, продольную

устойчивость инструмента, снизить сопротивления его перемещению и вращению, улучшить очистку ствола, а, следовательно, увеличить осевую нагрузку на долото и снизить крутящий момент на вращение колонны.

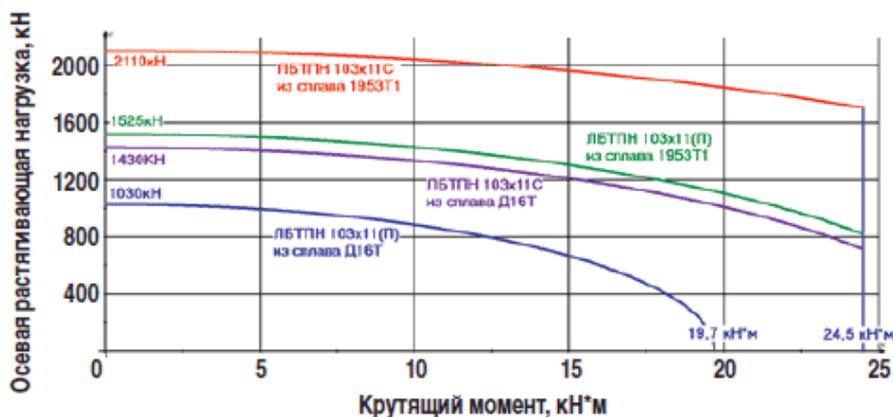


Рисунок 3.2 – Сравнительные диаграммы предельной комбинации крутящего момента и растяжения для алюминиевых буровых труб ЛБТПН 103x11С и ЛБТПН 103x11(П)

Повышение продольной устойчивости БК на горизонтальном участке ствола

Теоретическими исследованиями американских ученых [8] было доказано, что продольная устойчивость БК может быть охарактеризована критическими сжимающими усилиями R_{sin} или R_{hel} , превышение которых создает условия для возникновения синусоидального или спирального «баклинга», соответственно. При этом показано, что критические силы «баклинга» на прямолинейных участках ствола существенно ниже, чем на интервалах искривления, поэтому для оценки продольной устойчивости БК достаточно, как правило, определить критические силы на прямолинейных участках ствола.

Было также установлено, что квадраты критических сил «баклинга» прямо зависят от синуса зенитного угла наклона прямолинейного участка ствола, жесткости и погонного веса труб в жидкости, но обратно пропорциональны радиальному зазору между БК и стенкой скважины.

Именно такая модель «баклинга» лежит в основе практически всех известных компьютерных программ расчетов напряженно-деформированного состояния и продольной устойчивости БК (Maurer, Landmark, Pegas и т.п.). Основным недостатком этих моделей является, на наш взгляд, то, что ими практически никак не учитывается влияние на результаты расчета критических сил «баклинга» длины и конфигурации наружной поверхности бурильной трубы, геометрии замков и фактической формы радиального зазора между трубой и стволом скважины. В то же время, как показывает практика бурения, снижение расстояния между замками или наличие на трубе протекторного утолщения, а тем более спирального оребрения заметно увеличивает фактическую продольную устойчивость трубы.

Теоретическими исследованиями последних лет, выполненными компанией «Weatherford» [9, 10], было, в частности, установлено, что уменьшение рабочей длины трубы в 1,5 раза приводит к повышению ее продольной устойчивости, не менее чем на 25%, а введение протектора (оробрения) еще больше повышает продольную устойчивость ЛБТПН, которая по этому показателю может даже превосходить СБТ близких типоразмеров.

Результаты этих исследований и учет фактической конфигурации радиального зазора путем введения так называемого эквивалентного радиального зазора были реализованы в разработанной ООО «Акватик–БТ» специализированной компьютерной программе 3-DDTH (Drilling-Drag-Torque-Hudraulic), с помощью которой выполняются проектные и проверочные расчеты напряженно-деформированного состояния БК и потерь давления в циркуляционной системе скважины (ЦСС) с использованием банка данных как новых бурильных труб, так и с учетом их фактического износа.

Сравнение расчетов БК по программам Landmark и 3-DDTH показывает высокую степень совпадения результатов по расчетам технических параметров, не связанных с «баклингом», например, подъем и спуск инструмента и бурение вертикальных и слабонаклонных участков скважин. Более полный учет программой 3-DDTH условий, вызывающих «баклинг», позволяет точнее

оценивать возможности применения тех или иных компоновок бурильных труб, а также режимов бурения для проводки ГС малых диаметров. Для расчетов и подбора рациональных компоновок БК с включением ЛБТПН компьютерная программа 3-DDTH является наиболее адаптированной.

Таблица 3.2 – Критические нагрузки синусоидального и спирального «баклинга»

Типоразмер бурильной трубы	Длина трубы, м	Эквивалентная плотность, кг/м ³	Вес 1 м трубы, Н/м		Нар./Внутр. диаметр замка, мм	Критическая сила «баклинга», кН	
			В воздухе	В растворе 1200 кг/м ³		Синусоидального	Спирального
ЛБТПН 103x11	12,2	3106	110,2	67,6	120,6/68,0	56,8	103,9
ЛБТПН 103x11П	12,2	3085	117,4	71,7	120,6/68,0	79,8	146,1
ЛБТПН 103x11С	8,3	3127	152,5	94,0	120,6/68,0	100,5	183,9
ТБПН 73x9,2	12,0	7850	162,3	137,5	104,8/54,0	58,5	107,0
ТБПВ-89x9,4	12,0	7850	206,0	174,5	108,0/44,0	100,0	183,0

В таблице 3.2 приведены рассчитанные по программе 3-DDTH уточненные значения критических нагрузок синусоидального и спирального «баклинга» для оснащенных замком ЗЛКА 120,6/68 алюминиевых ЛБТПН 103x11 длиной 12 м, гладких; с протекторным утолщением ЛБТПН-103x11П длиной 12 м и со спиральным оребрением ЛБТПН-103x11С длиной 8,3 м при бурении ГС из-под башмака 7” ЭК долотом Ø152,4 мм и плотности бурового раствора 1200 кг/м³.

Для сравнения в той же таблицей 3.2 представлены результаты расчета критических усилий «баклинга» применительно к СБТ, которые используются в аналогичных геолого-технологических условиях бурения: ТБПН 73x9,2 длиной 12 м с замком ЗП-105/54 и ТБПВ 89x9,4 длиной 12 м с замком ЗП-108/44.

Из приведенных в таблице 3.2 данных следует, что гладкие ЛБТПН-103x11 могут потерять продольную устойчивость при меньших значениях критических сжимающих нагрузок, чем СБТ близких типоразмеров. Однако введение протектора в середине алюминиевой трубы, а тем более оребрение наружной поверхности трубы заметно повышает ее продольную устойчивость.

Приведенные расчеты показывают, что укороченные спиральные алюминиевые бурильные трубы ЛБТПН-103х11С оказываются не менее устойчивыми к «баклингу», чем стальные ТБПВ - 89х9,4.

Несмотря на то что количественные значения критических сил «баклинга» для рассматриваемых бурильных труб при других технологических условиях применения (вращение БК, плотность бурового раствора, диаметр долота и т.п.) будут изменяться, но качественные соотношения между ними останутся неизменными.

Снижение сил сопротивления при бурении ГС

Эффективность применения легкосплавных бурильных труб со спиральным оребрением наружной поверхности по сравнению со стальными трубами заключается не только в увеличении продольной устойчивости, но и в снижении сопротивлений при перемещении и вращении БК в ГС, что позволяет довести до бурового долота более высокую осевую нагрузку и при необходимости увеличить протяженность ствола.

В общепринятых методиках и компьютерных программах по расчету напряженно-деформированного состояния БК для моделирования сопротивлений перемещению и вращению БК используется «кулоновское» представление и, соответственно, динамический коэффициент трения (ДКТ) принимается постоянным и определяется, как правило, в лабораторных условиях при оценке смазывающих свойств бурового раствора.

В реальных условиях причин, вызывающих сопротивление БК, значительно больше и они разнообразнее. Поэтому вместо ДКТ [7] рекомендуется ввести так называемый коэффициент сопротивления среды f , который в той или иной мере должен максимально полно учитывать условия бурения и СПО, в том числе:

- истинную геометрию ствола, наличие уступов, желобов на «лежащей» стенке, каверн, спиральность, извилистость и отклонение сечения ствола от цилиндричности;

- влияние на жесткость БК длины БТ, размеров замков, износа труб, центровки БК в стволе;
- зашламованность ствола, в том числе толщину слоя шлама, его шероховатость, содержание песка;
- свойства фильтрационной корки и возможность дифференциального прихвата БТ.

Важно также подчеркнуть, что коэффициент сопротивления в состоянии покоя примерно в 1,3 – 1,5 раза выше, чем в динамике, т.е. при движении БК.

В частности, установлено, что одним из главных факторов, определяющих сопротивления в скважине, является радиальный зазор между стенками ствола и перемещающейся в нем колонной труб. По этой причине f при спуске обсадных колонн (ОК) намного выше, чем при работе БК. Например, если при бурении его величина принимается равной 0,25 – 0,30 то при спуске ОК в ту же скважину $f = 0,5 – 0,6$.

То же относится и к выбору расчетного значения f в зависимости от радиального зазора в стволе. Например, при бурении ГС малых диаметров расчетная величина может составлять $f = 0,4 – 0,5$.

Эффект дифференциального прихвата, в случае его возникновения, рекомендуется рассматривать как одну из форм статического трения.

При бурении ГС протяженностью ствола L максимальная осевая нагрузка, которую можно без потери продольной устойчивости БК в форме синусоиды довести до долота G в режиме «слайдинга», т. е. без вращения БК, может быть определена по формуле (6):

$$G \leq R \sin - L f w, \quad (3)$$

Где f – коэффициент сопротивления (трения) перемещению БК в ГС;

w – вес 1 погонного метра бурильных труб в буровом растворе с плотностью 1200 кг/м³, Н/м.

На рисунке 3.3 в качестве примера приведены рассчитанные по исходным данным таблице 3.2 с помощью формулы (3) сравнительные зависимости максимальной осевой нагрузки G , которую можно без потери БК

продольной устойчивости довести до долота $\varnothing 152,4$ мм, от длины ГС при бурении в режиме «слайдинга» с использованием труб ЛБТПН-103х11П, ЛБТПН-103х11С, ТБПВ 89х9,4 или ТБПН 73х9,2.

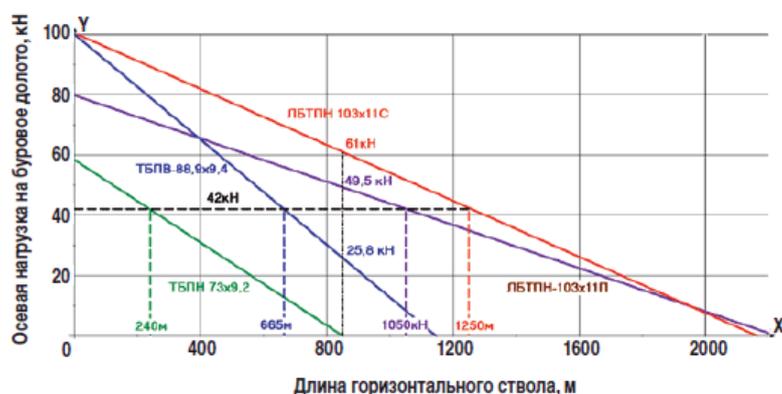


Рисунок 3.3 – Графики осевой нагрузки, которую можно довести до бурового долота $\varnothing 152,4$ мм по горизонтальному участку БК, составленному из ТБПН 73х9,2; ТБПВ 88,9х9,4; ЛБТПН 103х11П или ЛБТПН 103х11С

Как следует из графиков на рисунке 3.3, с помощью алюминиевых БТ, как оснащенных протектором, так и имеющих спиральное ребрение наружной поверхности, при одной и той же осевой нагрузке на долото и бурении в режиме «слайдинг» можно увеличить максимально достижимую, по условиям сохранения продольной устойчивости БК, длину ГС. Например, с осевой нагрузкой 42 кН расчетная максимально достижимая длина ГС, при указанных выше условиях бурения, может составить:

- 240 м, при БК из стальных труб ТБПН-73х9,2;
- 665 м, при БК из стальных труб ТБПВ-88,9х9,4;
- 1050 м, при БК, составленной из ЛБТПН-103х11П;
- 1250 м, при БК из ЛБТПН-103х11С.

Из приведенных графиков также следует, что, например, при длине ГС $L = 850$ м по стальным буровым трубам ТБПН-73х9,2 уже не удастся подвести к долоту осевую нагрузку без риска потери БК продольной устойчивости; по трубам ТБПВ-88,9х9,4 можно создать нагрузку всего 25,8 кН, а по алюминиевым трубам ЛБТПН-103х11П или ЛБТПН-103х11С есть возможность подвести к долоту 49,5 кН и 61,0 кН, соответственно.

Условия эффективной очистки ГС от выбуренной породы

Согласно современным представлениям, ключевыми факторами эффективной очистки ГС от шлама являются частота вращения БК, расход и реологические параметры бурового раствора.

Установлено [7], что оптимальная частота в наибольшей степени зависит от параметра Р-НАР (Pipe-Hole-Area-Ratio), равного отношению площадей сечений ствола скважины и бурильных труб:

$$P-HAR = (D_h/D_p)^2, \quad (4)$$

где: D_h , D_p – соответственно, диаметры ствола скважины и бурильных труб. Оптимальную частоту N_{opt} вращения БК при бурении ГС рекомендуется выбирать в зависимости от параметра Р-НАР по правилу:

- если $P-HAR > 6,5$, то $N_{opt} \geq 180$ об/мин;
- если $3,25 < P-HAR < 6,5$, то $120 \text{ об/мин} \leq N_{opt} \leq 180 \text{ об/мин}$;
- если $P-HAR < 3,25$, то $90 \text{ об/мин} \leq N_{opt} \leq 120 \text{ об/мин}$.

При работе БК, составленной из ЛБТПН-103х11С в стволе, пробуренном долотом $\varnothing 152,0$ мм, параметр $P-HAR = 1,73$ и, следовательно, для нормальной очистки ГС требуется частота вращения инструмента в диапазоне $N_{opt} = 90 - 120$ об/мин.

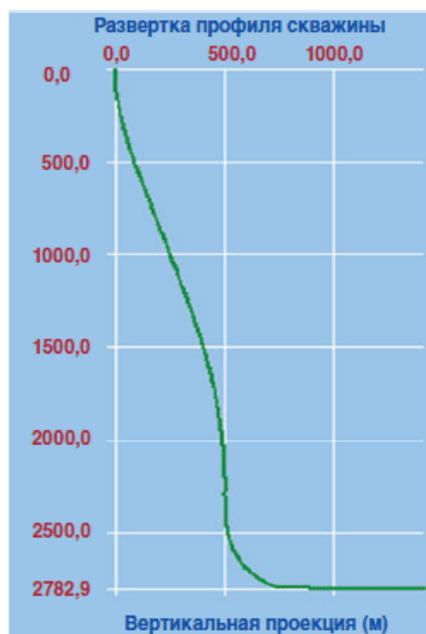


Рисунок 3.4 – Расчетный профиль типовой скважины с горизонтальным окончанием

Эффективность очистки ствола может быть, как известно, увеличена при использовании в компоновке горизонтальной части БК турбулизаторов потока жидкости в затрубном пространстве, например, в виде рекомендуемого для бурения ГС так называемого гидроклина компании «VAM Drilling» [11]. Принцип действия «гидроклина» заключается в том, что шлам, поднятый его вращающимися вместе с БК лопастями с «лежащей» стенки ГС, попадает в зону движущегося турбулентного потока бурового раствора и выносится на некоторое расстояние, после чего вновь оседает на стенке скважины. Поэтому, согласно рекомендациям компании «VAM Drilling», секции «гидроклина» собираются в блок, называемый далее НДР, длиной 31' (9,45 м). Блоки НДР компоуются чередованием с обычными СБТ, входя в состав каждой свечи БК между двумя однострубками на всем протяжении разбуриваемого участка ГС. Таким образом, расстояние между соседними «гидроклинами» будет равно суммарной длине двух однострубок.

При этом рекомендовано поддерживать среднюю скорость бурового раствора в затрубном пространстве не менее 0,75 м/сек, в идеале – 1 м/сек. При скоростях ниже 0,5 м/сек. невозможно обеспечить удовлетворительный вынос шлама из затрубья. Частота вращения БК выбирается согласно вышеупомянутым рекомендациям в зависимости от параметра P-NAR.

Очевидно, что ЛБТПН-103x11С тоже является турбулизатором бурового раствора. При разработке этих труб вопросы о влиянии расхода бурового раствора, частоты вращения, а также геометрии винтового оребрения на процесс выноса шлама при бурении ГС были предварительно исследованы в экспериментах на специальном стенде, выполненном в Уфимском нефтяном университете по заданию компании «Акватик».

Полученные результаты экспериментов позволили получить качественный характер влияния основных режимно-технологических факторов промывки и конструктивного исполнения оребрения на эффективность очистки

ГС скважины с применением спиральных бурильных труб по сравнению с гладкими, которые легли в основу разработки ЛБТПН-103х11С.

Для оценки общей эффективности применения ЛБТПН-103х11С в составе БК в качестве примера ниже рассмотрены данные сравнительных расчетов напряженно-деформированного состояния БК при бурении долотом PDC-152,4 мм нижнего интервала бокового ствола ГС из-под башмака эксплуатационной колонны $\varnothing 177,8$ мм, спущенной на глубину 3140 м в типовой скважине Приобского месторождения. Развертка профиля представлена на рисунке 3.4, длина ствола – 3916 м; глубина скважины по вертикали – 2783 м, длина ГС – 776 м.

Расчеты выполнены с помощью специализированной компьютерной программы 3-DDTH.

Для расчетов напряженно-деформированного состояния БК и гидравлических потерь в ЦСС принимались следующие основные параметры режима бурения:

Методы бурения:

- комбинированный (с приводом от забойного двигателя – ЗД – при одновременном вращении БК с частотой 60 об/мин.) – на участках стабилизации профиля;
- слайдинг (с приводом от ЗД без вращения БК) – на участках набора кривизны и коррекции профиля.
- Нагрузка на долото для всех режимов бурения – 5,0 т.
- Момент сопротивления на долоте на всех режимах – 1,0 кН*м.
- Площадь гидромониторных насадок долота – 2,5 см² (5х7,14 + 1х7,94).
- Подача бурового раствора – 16,7 л/сек.
- Плотность бурового раствора – 1200 кг/м³.
- Тип бурового раствора – полимерный раствор типа СПС.
- Перепад давлений на ЗД ДРУ-127- 4,0 Мпа.

- Скорость проведения СПО без вращения БК – 15 м/мин.
- Коэффициент сопротивления в парах трения:
 - «сталь – сталь», «сталь – алюминий» – 0,30;
 - «порода – алюминий», «порода – сталь» – 0,40.
- Распределение расчетной температуры по стволу:
 - на устье скважины – 10 °С;
 - на глубине 2800 по вертикали – 103 °С.

Сопоставлялись две компоновки БК:

- Вариант S – стальная компоновка, включающая секцию ТБПВ 89х9,35-«М» длиной 1000 м + Ясс в комплекте с УБТ-120,6 мм общей длиной 230 м + секцию ТБПВ 89х9,35 – остальное;
- Вариант А – легкосплавная компоновка, включающая секцию ЛБТПН-103х11С длиной 1000 м + Ясс в комплекте с УБТ-120,6 мм общей длиной 230 м + секцию ЛБТПН-103х11П – остальное.

При расчетах принималась одинаковая для сравниваемых компоновок КНБК, включающая буровое долото РДС-152,4 мм + 3Д ДРУ-127 + стабилизаторы + забойные телесистемы + немагнитные УБТ. Расчетная длина КНБК = 40 м, масса = 2,5 тонны.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления ООО «Нафтагаз-Бурение»

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ООО «Нафтагаз-Бурение» – буровое предприятие компании «НафтаГаз», выполняющее полный спектр работ по бурению нефтяных и газовых скважин глубиной до 6 500 м всех назначений и любой сложности. Основные регионы присутствия – ЯНАО, ХМАО, Тюменская и Томская области. В 2017 году пробурен первый миллион метров с начала деятельности и более 600 000 метров за календарный год. «НГ-Бурение» имеет развитые производственные мощности и современную технологическую базу в городах Ноябрьске и Муравленко Ямало-Ненецкого автономного округа.

4.1.2 Организационная структура управления предприятием

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из 10 блоков, которые функционируют под руководством генерального директора:

- подразделение первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера;
- подразделение первого заместителя генерального директора по экономике;
- подразделение главного геолога;
- подразделение заместителя генерального директора по развитию производства;
- подразделение заместителя генерального директора по строительству;
- подразделение заместителя генерального директора по МТО;

- подразделение заместителя генерального директора по кадровой политике;
- подразделение заместителя генерального директора по бурению;
- подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам;
- подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

Производственный блок сформирован по процессному принципу и состоит из четырех управлений:

- Главное управление добычи нефти и газа;
- Управление по подготовке нефти и газа;
- Управление поддержания пластового давления (ППД);
- Управление эксплуатации трубопроводов.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы:

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

Для расчета нормативной карты выполнения работ по строительству скважины необходимо использовать следующие данные:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;

– нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [12].

Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток.

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

Рассчитанное время СПО приведено в приложении Д.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [13]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [14].

Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 223,2 часов или 9,3 суток.

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

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (5):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{2340}{78,1} = 30,0 \text{ м/ч}, \quad (5)$$

где H – длина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (6):

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{СПО}} = \frac{2340}{78,1 + 58,7} = 17,1 \text{ м/ч}, \quad (6)$$

где $t_{СПО}$ – время СПО, час.

Коммерческая скорость определяется по формуле (7):

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{2340 \cdot 720}{349,6} = 4819,5 \text{ м/ст. мес}, \quad (7)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта состоит из 30 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 30 дней. Доставка на месторождение осуществляется в основном автотранспортом за счет предприятия, если месторождение находится в труднодоступной местности и отсутствует дорожное сообщение доставка осуществляется вертолётами.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 349,58 часов или 14,57 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 223,2 часов или 9,3 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
Вышкомонтажная	45			
Бурения	14,57			
Испытания	9,3			

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [4], в части II – на строительные и монтажные работы [16], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [17].

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

- затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);
- затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [18] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении И.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,49 – скважина на газ) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (52,94), произведение которых на второй квартал 2021 года составляет 78,88 [19,20].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении И.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить, как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки $C_c^{1м}$ составит:

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см} - \Pi}{H} = \frac{92\,662\,844,4 - 3\,114\,223,0}{2340} = 38\,268,6 \text{ руб/м.}$$

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее – ТК РФ) [22]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется ТК РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, регламентируются главой 50 ТК РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда» [23].

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей ТК РФ, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволит кратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места учитываются следующие условия:

- буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
- при бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4 метров;
- шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;
- выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10% порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;
- бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения.

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250 мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

5.2 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2900 метров, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим приложение Е.

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно приложению Е.

5.2.1.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой являются: электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор.

При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 [11], эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем).

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток естественного света

Источник естественного (дневного) освещения - солнечная радиация, т. е. поток лучистой энергии солнца, доходящей до земной поверхности в виде прямого и рассеянного света.

Естественное освещение является наиболее гигиеничным и предусматривается, как правило, для помещений, в которых постоянно пребывают люди. Если по условиям зрительной работы оно оказывается недостаточным, то используют совмещенное освещение.

5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"[32].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в приложении Е.

5.2.1.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Опасность поражения человека электрическим током оценивается величиной тока I (А), проходящего через его тело, или напряжением прикосновения U (В). Это означает, что опасность поражения током зависит от схемы включения человека в цепь, напряжения сети, режима нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, емкости линии и т. д.

5.2.1.6 Критические значения тока

Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

- 0,6-1,5 мА – ток начала ощущения (в точках прикосновения);
- 10-20 мА – порог неотпускающего тока, т.е. тока, вызывающего судорожное сокращение мышц, человек в этом случае не может сам освободиться от действия тока, например, разжать пальцы;
- 100 мА – ток фибрилляции сердца, т.е. явления беспорядочного сокращения волокон сердечной мышцы, вызывающего остановку сердца.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [33] при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц [29].

5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

5.3.1 Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением. Правила электробезопасности регламентируется ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462 [34]. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ [35].

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации;
- применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

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

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

5.3.2 Пожаровзрывобезопасность

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

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их

обязанности. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

- обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

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

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

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

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

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

5.4 Экологическая безопасность

5.4.1 Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;
- установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования.

5.4.2 Мероприятия по защите атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 [36] для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

5.4.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики [37].

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания БШ может стать отмывка его от загрязняющей органики.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения [38].

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях (ЧС):

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара 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 «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2340 метров на газовом месторождении.

Анализ горно–геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Основываясь на собственном опыте строительства скважин в данном регионе, а также из твёрдости пород, для бурения выбраны PDC долота для бурения всех интервалов.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Чтобы обеспечить высокую производительность при бурении под направление и кондуктор, а также обеспечить вынос шлама было запроектировано 2 насоса УНБТ – 950.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-35-146x245 К1 ХЛ, ОП5-230/80x35, АФ5-80/65x35.

Бурение на управляемом давлении позволяет добиться лучшего сохранения фильтрационных свойств призабойной зоны за счет снижения интенсивности фильтрации бурового раствора в поры и каналы. Тщательный контроль давления позволяет бурить скважину с постоянным притоком из

пласта без необходимости проведения работ по управлению скважиной при ГНВП (в определенном диапазоне объемов притока).

Список использованной литературы

1. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для ВУЗов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 1007 с.: ил.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А. И., Проселков Ю. М., Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для ВУЗов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – 679 с.: ил.
3. Бабаян Э. В., Черненко А. В. Инженерные расчёты при бурении. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. - 440с.
4. Ганджумян Р. А., Калинин А. Г., Сердюк Н. И. Расчёты в бурении: справочное пособие. – М: РГГРУ, 2007. - 668с.;
5. Методические указания по определению объемов отработанных бурильных растворов и шламов при строительстве скважин: РД 39-3-819-91 от 05.05.2017 г.;
6. Методика контроля параметров буровых растворов: РД 39-00147001-773-2004 от 05.05.2017г.
7. «Extended Reach Engineering Design and Implementation Course», «K&M Technology Group», 2011, Houston, USA (K&M).
8. Wu J. and Juvkam-Wold H.C. Coiled Tubing Implication in Drilling and Completing Horizontal Wells // SPE Drilling & Completion. 1995, March. P. 16 – 21.
9. Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits. STD. API RP-7G, 1998 – 2000.
10. V.S. Tikhonov, A.I. Safronov «Analysis of Postbuckling Drillstring Vibrations in Rotary Drilling of Extended-Reach Wells», OMAE 2009 – 79086, 31 – June 5, 2009, Honolulu, Hawaii. Proceedings of the ASME 28th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering.
11. «VAM Drilling», Catalog 2011, p. 87 – 89.

12. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 07.06.2021).

13. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 07.06.2021).

14. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

15. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

16. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

17. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

18. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».

19. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 07.06.2021).

20. Письмо госстроя ссср от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 07.06.2021).

21. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда»

22. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от ред. от 24.04.2020).

23. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. № 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

24. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации от 01.06.2015 №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве».

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

26. ПОТ Р М-012-2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте.

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

28. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

29. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Ограждения защитные.

30. ГОСТ 12.4.026-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

31. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Пожарная безопасность. Общие требования
32. ГОСТ 12.1.019-79 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
33. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда
(ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
34. ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация измерение локальной вибрации и
оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Требования к проведению
измерений на рабочих местах
35. ГОСТ 31319-2006 Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка
ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих
местах
36. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда
(ССБТ). Шум. Общие требования безопасности
37. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
38. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

Приложение А

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица А.1 – Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Стратиграфическое подразделение		Глубина залегания по вертикали, м		Толщина, м	Элементы залегания по подошве, градус		Горная порода стандартное описание породы (структура, текстура, минеральный состав)	Коэффициент кавернозности
название	индекс	от (верх)	до (низ)		угол	азимут		
Кайнозойская группа Четвертичная система	Q	0	150	150	Нет данных		Суглинки опесчаненные с гравием, галькой, валунами с линзами и прослоями галечников	1,3
Меловая система Нижний отдел	K ₁	150	370	220	Нет данных		Глины темно-серые и песчано-алевритовые породы, неравномерно глинистые	1,3
Юрская система Верхний отдел	J ₃	370	470	100	Нет данных		Глины сильно известковистые, неравномерно алевритистые, в нижней части разреза – переслаивание глин неравномерно алевритистых, известковистых, песчаников неравномерно известковистых, глинистых и алевролитов глинистых	1,3
Нижний-средний отделы	J ₁₋₂	470	685	215	Нет данных		Пески светло-серые, кварцевые, с прослоями алевролитов, глин и песчаников	1,3
Триасовая система Средний-верхний отделы	T ₂₋₃	685	1180	495	Нет данных		Переслаивание глин зеленовато-серых, с включениями конкреций сидерита и углефицированных растительных остатков, песчаников серых, глинистых и алевролитов светло-серых, мелкозернистых	1,2
Нижний отдел	T ₁	1180	1530	350	Нет данных		Переслаивание глин коричневатого-красных, неравномерно алевритистых, с растительным детритом, алевролитов серых, зеленовато-серых, глинистых, плотных и песчаников зеленовато-серых, полимиктовых, разнозернистых, глинистых	1,2
Пермская система Верхний отдел	P ₂	1530	1880	350	Нет данных		Переслаивание песчаников серых, полимиктовых, неравномерно глинистых, известковистых, алевролитов серых, глинистых, местами кремнистых, аргиллитов темно-серых, черных, с прослоями угля небольшой мощности, глин аргиллитоподобных, углистых, с многочисленными включениями растительных остатков	1,2

Продолжение таблицы А.1

Стратиграфическое подразделение		Глубина залегания по вертикали, м		Толщина, м	Элементы залегания по подошве, градус		Горная порода стандартное описание породы (структура, текстура, минеральный состав)	Коэффициент кавернозности
название	индекс	от (верх)	до (низ)		угол	азимут		
Нижний отдел Кунгурский ярус	P _{1k}	1880	2010	130	Нет данных		Аргиллиты темно-серые, плотные, с включениями растительного детрита и трещинами, заполненными кальцитом, с подчиненными прослоями алевролитов светло- и темно-серых, неравномерно глинистых, с включениями брахиопод, пелеципод и мшанок, частично пиритизированных, и песчаников серых, полимиктовых, участками известковистых	1,2
Артинский ярус	P _{1ar}	2010	2200	190	Нет данных		Известняки серые, глинистые, скрытокристаллические, переходящие в мергели. В верхней части разреза – пролои кварцевых алевролитов	1,2
Ассельский-сакмарский ярусы	P _{1a-s}	2200	2270	70	Нет данных		Известняки серые, мелкокристаллические, прослоями глинистые, с отпечатками брахиопод и обилением криноидей	1,2
Каменноугольная система Верхний-средний отделы	C ₂₋₃	2270	2450	180	Нет данных		Известняки светло-серые, органогенно-обломочные и органогенно-детритовые, пелитоморфные и кристаллические, преимущественно массивные, неравномерно доломитизированные, пористо-кавернозные и плотные, неравномерно окремненные, с включениями кремнистой породы в виде прослоев толщиной до 20 см и желваков размером до 6 x 8 см	1,2
Нижний отдел	C ₁	2450	2500	320	Нет данных		Известняки и доломиты с прослоями аргиллитов и алевролитов, ангидриты. Известняки серые, тесно-серые, плотные, крепкие, органогенно-детритовые, неравномерно доломитизированные, массивные. Доломиты серые, тонкозернистые, плотные, выщелоченные, каверны заполнены ангидритом и кальцитом. Ангидриты темно-серые, серые с голубоватым оттенком, плотные, крепкие, массивные.	1,2

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

Индекс стратиграфического горизонта	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кг/мм ²	Абразивность	Категория по промышленной классификации (мягкая и т. д.)	Коэффициент Пуассона, доли ед.	Модуль упругости, 10 ⁻⁴ МПа
	от (верх)	до (низ)											
Q	0	150	Песок Суглинки Супесь	1900	35	До 500	40-50	–	25-50	2	М	Н.д.	0,05-0,06
K ₁	150	370	Глины Алевриты Песчаники	2000	5	До 20	70-80	–	40-100	4-6	М+С	0,38-0,45 0,30-0,33 0,30-0,35	0,04-0,14 0,15-1,10 0,09-2,87
J ₃	370	470	Глины Алевриты Песчаники	2100	5	До 20	70-80	До 30	40-100	4-6	М+С	0,38-0,45 0,30-0,33 0,30-0,35	0,04-0,14 0,15-1,10 0,09-2,87
J ₁₋₂	470	685	Глины Песчаники	2100	5	До 20	50-60	–	40-100	4-6	М+С	0,38-0,45 0,30-0,35	0,04-0,14 0,09-2,87
T ₂₋₃	685	1180	Глины Алевриты Песчаники	2100	10-14	20-30	70-80	–	60-100	4-6	С	0,38-0,45 0,30-0,33 0,30-0,35	0,04-0,14 0,15-1,10 0,09-2,87
T ₁	1180	1530	Глины Алевриты Песчаники	2100-2300	10-14	20-30	70-80	–	60-120	4-6	С	0,38-0,45 0,30-0,33 0,30-0,35	0,04-0,14 0,15-1,10 0,09-2,87
P ₂	1530	1880	Песчаники Аргиллиты Алевриты	2100-2300	15-30	10-100	50-60	20-30	80-120	4-6	С	0,30-0,35 0,38-0,45 0,30-0,33	0,09-2,87 0,04-0,14 0,15-1,10
P _{1k}	1880	2010	Аргиллиты Алевриты Песчаники	2100-2300	5	10-50	50-60		80-120	4-6	С	0,38-0,45 0,30-0,33 0,30-0,35	0,04-0,14 0,15-1,10 0,09-2,87
P _{1a-s-ar}	2010	2270	Известняки	2100-2300	12-18	До 100	20-40	60-80	80-150	4-6	С	0,17-0,38	2,0-5,0
C ₂₋₃	2270	2450	Известняки	2400	10-30	До 500	10-20	60-70	80-200	4-6	С+Т	0,17-0,38	2,0-5,0
C ₁	2450	2500	Известняки Доломиты Ангидриты Аргиллиты	2400	10-14	300-400	До 20	70-80	90-150	4-5	С	0,17-0,38 0,35-0,38 0,38-0,44 0,38-0,45	2,0-5,0 5,0-8,0 0,3-2,7 0,04-0,14

Таблица А.3 – Геокриологические данные разреза

Интервал залегания ММП, м	Глубина залегания нейтрального слоя, м	Температура пород нейтрального слоя, °С	Глубина нулевой изотермы, м	Распределение температуры, °С	Льдистость, %	Интервалы залегания, м									
						консолидированных глин		пльвунов		межмерзлотных таликов		газогидратов		криопегов	
						от	до	от	до	от	до	от	до	от	до
0-370	Н.д.	Н.д.	Н.д.	-1-3	До 30	100	300	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет	нет

Таблица А.4 – Дополнительные сведения по мерзлоте

Засоленность пластовой воды в интервале ММП, %	Давление разрыва пород, МПа	Объемная теплоемкость пород, Дж / (кг · К°)		Коэффициент теплопроводности пород, Вт / (м · К°)		Температура фазового перехода воды в лед, °С
		талые	мерзлые	талые	мерзлые	
0,10-0,30	Н.д.	750	560	Пески 2,15 супеси 1,55 глины 1,30	Пески 2,35 супеси 1,65 глины 1,45	-1

Таблица А.5 – Нефтегазоносность

Индекс стратиграфического горизонта	Интервал, м		Тип флюида	Плотность жидкой фазы в атмосферных условиях, г/см³	Относительная плотность газа по воздуху	Проницаемость, мД подвижность, мкм (МПа·с)	Содержание			Средний дебит		Температура на устье °С	Температура в пласте, °С	Газовый фактор нефти, м³/м³	Содержание газового конденсата, г/м³
	от (верх)	до (низ)					серы в нефти, % масс.	сероводорода, % об.	СО₂, % об.	газа, тыс. м³/сут	нефти, м³/сут				
T₁	1480	1530	Газ	Н.д.	0,68	Более 20	–	2,5	0,2	75	–	Н.д.	33	–	–
P₂	1700	1800	Газ	Н.д.	0,65	Более 20	–	–	0,2	85	–	Н.д.	45	–	–

C ₂₋₃	2290	2315	Газ	–	0,637	До 100	–	0,1	3,5	250	–	Н.д.	57	–	–
------------------	------	------	-----	---	-------	--------	---	-----	-----	-----	---	------	----	---	---

Таблица А.6 – Водоносность

Индекс стратиграфического горизонта	Интервал, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м ³ /сут	Плотность воды, кг/м ³	Минерализация общая, г/л	Тип воды по классификации В.А. Сулина СН-сульфатнатриевый ГКН-гидрокарбонатнатриевый ХМ-хлормагниевый ХК-хлоркальциевый	Химический состав воды, мг-экв						Относится к источнику питьевого водоснабжения
	от (верх)	до (низ)						Анионы			Катионы			
								Cl	SO ₄	HCO ₃	Na+K	Ca	Mg	
Q	0	150	Поровый	Перелив не предполагается	1000	до 3	Различного типа	Скв. 3 – Василковская (инт. 36-40 м, mgm III ¹⁻²)						Да (при минерализации до 1 г/л)
								167,9	0,1	11,4	155,8	4,4	19,0	
K ₁ – P _{1k}	150	2010	Поровый, трещинно-поровый	То же	1000-1030	1-50	ХК	Скв. 133 – Кумжинская (инт. 1570-1579 м, P _{2kz+t})						Нет
								740	1,07	2,0	548,4	132,0	64,0	
P _{1ar} – C ₁	2010	2500	Поровый, трещинно-поровый, каверново-поровый	–“–	1030-1120	50-180	ХК	Скв. 12 – Кумжинская (инт. 2449-2460 м, C _{2m})						Нет
								2440	24,6	11,7	1973,8	347,0	159,0	

1. По региональными данным, водонасыщенные интервалы отложений Q возраста, приуроченные к сезонно талому слою и к таликам сквозного и несквозного характера, вмещают пресные и солоноватые воды различного состава и типа.

Таблица А.7 – Градиенты давлений по разрезу

Стратиграфическое подразделение	Интервал		Градиент пластового давления, МПа/м	Градиенты			
	от (верх), м	до (низ), м		горного давления, МПа/м	порового давления, МПа/м	гидроразрыва пород, МПа/м	температуры, °С/м
Q	0	150	0,01	0,021	0,01	0,018	0,035
K ₁	150	370	0,01	0,022	0,01	0,018	0,030
J ₃	370	470	0,01	0,022	0,01	0,018	0,028
J ₁₋₂	470	685	0,01	0,024	0,01	0,0182	0,028
T ₂₋₃	685	1180	0,01	0,024	0,01	0,0182	0,024
T ₁	1180	1530	0,0108	0,024	0,0105	0,0182	0,025
P ₁	1530	1880	0,0108	0,025	0,0108	0,0182	0,025
P _{1k}	1880	2010	0,0108	0,025	0,0108	0,0185	0,026
P _{1a-s-ar}	2010	2270	0,0108	0,025	0,0108	0,0185	0,025
C ₂₋₃	2270	2450	0,011	0,025	0,011	0,0185	0,025
C ₁	2450	2500	0,011	0,025	0,011	0,0185	0,024

Таблица А.8 – Возможные осложнения при проведении технологических операций

Стратиграфическое подразделение	Интервал, м		Вид, характеристика осложнения	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от (верх)	до (низ)		
Q - K - J ₂₋₃	0	650	Размыв устья скважины, кавернообразования, обвалы стенок скважины, оттаивание многолетнемерзлых пород	Спуск кондуктора на гл. 650 м для перекрытия зоны многолетнемерзлых пород. Промывка скважины полимерглинистым раствором с пониженной температурой. Применение тампонажного раствора, твердеющего при температурах от 0° до + 5°С.
J ₁₋₂ - T - P	650	2250	Кавернообразование, осыпи и обвалы стенок скважины, подсыпание алевролитов, сужение ствола скважины из-за образования фильтрационной корки в проницаемых отложениях, сальникообразование, возможны прихваты бурильной колонны из-за перепада давления и в результате образования сальников, сужения ствола скважины. Газопроявления в отложениях P ₂ -P _{1k} . Поглощения бурового раствора в интервале 1590-2230 м от частичных до потери циркуляции	Применение хлоркалийевого бурового раствора с пониженной диспергирующей способностью. Регулирование параметров бурового раствора в соответствии с требованиями проекта. Профилактические проработки ствола скважины в интервалах сужения. Обязательное применение смазочных добавок и детергентов, использование наполнителей различного вида и фракционного состава. Использование 4-х ступенчатой системы механической очистки, включая ФЦУ. Введение ограничений на оставление инструмента без движения при бурении или промывке. Применение КНБК, включающих УБТ со спиральными канавками. Спуск промежуточной колонны на гл. 2250 м.

Продолжение таблицы А.8

С	2250	2500	<p>Кавернообразование, осыпи и обвалы стенок скважины, подсыпание алевролитов, сужение ствола скважины из-за образования фильтрационной корки в проницаемых отложениях, наработка бурового раствора, сальникообразование, возможны прихваты бурильной колонны из-за перепада давления и в результате образования сальников, сужения ствола скважины, Газопроявления в интервале 2390-2500м.</p>	<p>Применение хлоркалиевого бурового раствора с пониженной диспергирующей способностью. Регулирование параметров бурового раствора в соответствии с требованиями проекта. Профилактические проработки ствола скважины в интервалах сужения. Обязательное применение смазочных добавок и детергентов, использование наполнителей различного вида и фракционного состава. Использование 4-х ступенчатой системы механической очистки, включая ФЦУ. Введение ограничений на оставление инструмента без движения при бурении или промывке. Применение КНБК, включающих УБТ со спиральными канавками. Спуск эксплуатационной колонны на гл. 2500 м с цементированием расширяющимися цементными растворами с повышенной сульфатостойкостью.</p>
---	------	------	---	---

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–160 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	160	393,7 (15 1/2) GRDP227	250	0,65
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 390 М	515	1,64
		Переводник М-161/171	61	0,538
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-163/161	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-133/163	87	0,521
		ПК-127х9,19 К	4097	131
Σ			10371,97	160

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (160–1300 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
160	1300	11 5/8” БТ6919SMA-083	130	0,34
		К 295 МС	114	0,9
		ДГР1-240.7/8.55	2703	10,225
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-161/171	87	0,521
		УБТС2-203	3852	18
		Переводник П-147/161	60	0,517
		УБТС2-178	2808	18
		Переводник П-133/147	63	0,527
		ПК-127х9,19 К	39028,59	1250
Σ			45898,5903	1300

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1300–2340 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1300	2340	7 1/2” БТ7716МА-042	48	0,27
		2-К190,5СТ	50	0,5
		ДГР-165.7/8.49	1015	8,652
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		УБТС-165	8467,8	66
		ПК-127х9,19 К	70645	2263
Σ			80427	2340

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (1480–1530 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1480	1530	БИТ 190,5/100 В 911	25	0,2
		КИ 2.2. 195/100	1165	14,4
		Переводник П-133/161	40	0,5
		УБТС-165	3849	30
		ПК-127х9,19 К	46359	1485
Σ			51438	1530

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (1700–1800 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1700	1800	БИТ 190,5/100 В 912	25	0,2
		КИ 2.2. 195/100	1165	14,4
		Переводник П-133/161	40	0,5
		УБТС-165	3849	30
		ПК-127х9,19 К	54788	1755
Σ			59867	1800

Таблица Б.6 – КНБК для отбора керна (2290–2315 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2290	2315	БИТ 190,5/100 В 913	25	0,2
		КИ 2.2. 195/100	1165	14,4
		Переводник П-133/161	40	0,5
		УБТС-165	3079,2	24
		ПК-127х9,19 К	71054	2276
Σ			75363	2315

Таблица Б.7 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	Нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	2340	ПК-127х9,19 К	127	К	9,19	3-162	2263	70,64	80,43	1,50	1,58

Приложение В

Таблица В.1– Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	160	БУРЕНИЕ	0,455	0,054	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	15	93,7	384,9
Под кондуктор									
160	1300	БУРЕНИЕ	0,773	0,078	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	15	76,1	209,4
Под эксплуатационную колонну									
1300	2340	БУРЕНИЕ	1,486	0,112	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	10	81,5	145,6
Отбор керна									
2290	2315	Отбор керна	0,832	0,063	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	10	57	40

Таблица В.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КП Д	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	160	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	180	184,3	1	90	33,12	66,24
160	1300	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	266,0	1	105	28,88	53,76
1300	2340	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	125	32	32
2290	2315	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	80	17,92	17,92

Таблица В.3– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	160	БУРЕНИЕ	86,1	58,1	0	17,1	0,9	10
160	1300	БУРЕНИЕ	250,1	39,0	108,6	76,9	15,7	10
1300	2340	БУРЕНИЕ	299,5	45,5	89,1	83,7	62,2	10
2290	2315	Отбор керна	188,7	22,3	0	78,8	82,8	4,8

Приложение Г

Таблица Г.1 – Примерный компонентный состав полимерглинистого раствора (2 варианта)

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	
		Вариант 1	Вариант 2
Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,7-1,2	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15	30-40
Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5	0,2-0,5
Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1	-
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15	-
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6	5
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5	3-5
Утяжелитель	Регулирование плотности	В соответствии с проведенным расчетом по формуле 2.1.	В соответствии с проведенным расчетом по формуле 2.1.

Таблица Г.2 – Технологические свойства неутяжеленного полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение	
Плотность, г/см ³	1,02-1,03	1,04-1,05
Условная вязкость, с	30-40	20-35
Пластическая вязкость, сПз	15-20	10-18
ДНС, дПа	35-80	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-10	6-10
рН	8-9	8-9
Содержание песка, %	< 1,5	< 1,5

Таблица Г.3 – Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал «2010-2500»

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	160	160	0,3937	-		
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 1,432
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 1,412
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 1,440
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 3,70
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 5,14
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 5,20
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	1300	1300	0,2953	0,3239		
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 3,55
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 3,60
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,60
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 3,70
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 5,50
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 1,10
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 9,20
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 8,10
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
2010	2500	490	0,1905	0,2245		
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 2,80
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 2,80
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 2,80
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ = 6,50
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 6,50
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} = 1,0
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} = 8,30

Таблица Г.4 – Результаты расчеты потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Бентонит	Добавка	15	-	-	-	-	3399	15	3399	227
КМЦ-700	Добавка	10	54,3	6	113,4	12	136	14	303,7	32
Гипан	Добавка	10	76,2	8	89,4	10	558,9	56	724,5	72
НТФ	Добавка	10	13	2	56,8	6	90,3	91	160,1	99
Кем PAS	Добавка	10	23	3	61,9	7	78,8	8	163,7	18

Таблица Г.5 – Методы и периодичность контроля параметров буровых растворов

Параметр	Ед. изм.	Приборы и оборудование	Назначение параметра
Плотность бурового раствора ρ	г/см ³	Плотномер электронный ПЭ-1(Пикнометр; Весы рычажные - плотномер; Ареометр.	Отношение массы бурового раствора к его объему
Условная вязкость Т	с	вискозиметр ВВ-1	Величина, определяемая временем истечения из стандартной воронки определенного объема бурового раствора
Показатель фильтрации Φ_{30}	мл/30мин	фильтр-прессов и приборов ВМ-6; УИВ-2М	Величина, характеризующая способность бурового раствора отфильтровываться через стенки ствола скважины
Статическое напряжение сдвига $\theta_{1/10}$	дПа	СНС-2	Показатель характеризует прочность тиксотропной структуры, возникающей в покое растворе и интенсивность упрочнения её во времени
Кажущаяся вязкость θ_{600}	с	вискозиметр ВВ-1	Характеризует гидравлическое сопротивление течению
Пластическая вязкость $\eta_{пл}$	мПа*с	ротационные вискозиметры ВСН-3; ВСН-2М, ф. FANN	Это условная величина, характеризующая вязкостное сопротивление течению бурового раствора

Продолжение таблицы Г.5

Динамическое напряжение сдвига	дПа	ВСН-3; ВСН-2М, ф. FANN	Условная величина, характеризующая прочность
--------------------------------	-----	------------------------	--

τ_0			структурной сетки, которую необходимо разрушить для обеспечения течения бурового раствора
Содержание песка в буровом растворе П	%	металлический отстойник ОМ-2	Характеризует степень загрязнения бурового раствора грубодисперсными фракциями различного минералогического состава
Показатель химической активности рН	-	с помощью портативных рН-метров и индикаторной бумаги	Величина, характеризующая концентрацию ионов водорода в буровом растворе

Таблица Г.6 – контроль параметров СБР

№ П/П	Отклонение одного параметра от требуемого при остальных параметрах	Причины	Методы доведения отклонённого параметра до заданного значения
1	Повышенная плотность раствора	Повышенное содержание твердой фазы	Подключить центрифугу. Разбавить буровой раствор через гидромешалку водным раствором реагента с концентрацией, равной его концентрации во всей циркуляционной системе. При этом применять тот реагент, который использовался последним.
2	Пониженное Динамическое напряжение сдвига.	Недостаточное Количество Биополимера в растворе.	Провести обработку бурового раствора биополимером из условия приращения его концентрации в циркуляционной системе.
3	Повышенная водоотдача.	Недостаточное количество КМЦ в буровом растворе.	Провести обработку бурового раствора КМЦ

Продолжение таблицы Г.6

4	Повышенные условная и пластическая вязкость.	Повышенное Содержание коллоидной фазы в буровом растворе.	Провести обработку бурового раствора по п. 1 с концентрацией реагента меньшей его
---	--	---	---

			концентрацией во всей циркуляционной системе
5	Пониженные условная и пластическая вязкости	Недостаточное содержание коллоидной фазы в буровом растворе	Провести обработку бурового раствора каустической содой из расчёта 4-6 кг. на одну гидромешалку
6	Низкое значение СНС	Недостаточное количество биополимера	Провести обработку бурового раствора по п. 2
7	Высоко значение СНС	Повышенное содержание коллоидной и твердой фаз, и биополимера.	Провести обработку бурового раствора по п. 1

Приложение Д

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица Д.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	393,7 (15 1/2) GRDP227	0	160	500	0,013	160	0,32	2,08	0,23	2,31
Промывка (ЕНВ)										0,09
Наращивание (ЕНВ)										0,67
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										12,92
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										17,35
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,87
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										18,32
Бурение под кондуктор	11 5/8" БТ6919SMA-083	160	1300	8000	0,017	1140	0,14	19,38	2,57	21,95
Промывка (ЕНВ)										0,63
Наращивание (ЕНВ)										5,69
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										44,90
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										78,19
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,91

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										82,60
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	1300	1480	4000	0,025	180	0,05	4,5	2,95	7,45
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	1480	1530	400	0,2	50	0,13	10	9,58	19,58
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	1530	1700	4000	0,025	170	0,04	4,25	3,33	7,58
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	1700	1800	400	0,2	100	0,25	20	19,12	39,12
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	1800	2290	4000	0,025	490	0,12	12,25	4,10	16,35
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	2290	2315	400	0,2	25	0,06	5	11,15	16,15
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	2315	2340	4000	0,025	25	0,01	0,625	5,71	6,34
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,79
Наращивание (ЕНВ)										5,33
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										49,32
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,88
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										224,07
Ремонтные работы (ЕНВ)										17,93
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										248,67
Итого по колоннам:										349,58

Таблица Д.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭЖ	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6						
Социальные отчисления, 30,4%				157,0						
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	31,1	1,6	217,1	8,3	1147,8
Социальные отчисления, 30,4%						9,5		66,0		348,9
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4						
Социальные отчисления, 30,4%				14,1						
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	3,2	1,6	22,6	8,3	119,6
Социальные отчисления, 30,4%						1,0		6,9		36,4
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	56,9	1,6	397,2	8,3	2100,3
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	322,5	1,6	2251,0	8,3	11902,5
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			1,6	352,8	7,9	1771,9
Прокат ВЗД	сут	92,66					1,6	145,6	7,9	731,0
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,6	14,0	8,3	73,9
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептов приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	1,6	11,8	8,3	62,6
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	1,6	234,8	8,3	1241,6
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	7,6	1,6	53,3	8,3	281,7
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	22,6	1,6	157,7	8,3	833,9
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,6	8,7	8,3	45,9
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	38,1	1,6	265,9	8,3	1406,1
Бентонит	т	22,65							3,4	77,0
КМЦ-700	т	408,26			0,1	22,2	0,1	46,3	0,1	55,5
Гипан	т	569,25			0,1	43,4	0,1	50,9	0,6	318,2
НТФ	т	68,3			0,0	0,9	0,1	3,9	0,1	6,2
Кем PAS	т	493,55			0,0	11,4	0,1	30,6	0,1	38,9
Итого затрат зависящих от времени, руб				8749,8		616,6		4336,9		22600,0

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от объема работ										
393,7 (15 1/2) GRDP127	шт	1985,7			0,3	635,4				
11 5/8" БТ6919SMA-083	шт	1522					0,1	216,9		
7 1/2" БТ7716МА-042	шт	5254,6							0,1	269,3
БИТ 190,5/100 В 913	шт	7552,1							0,1	944,0
Калибратор КЛС 390 М	шт	565,38			0,2	113,1				
Калибратор К 295 МС	шт	415,54					0,1	59,2		
2-К190,5СТ	шт	288,21							0,1	14,8
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб				0,0		748,5		276,0		1228,1
Итого по колоннам, руб				8749,8		1365,1		4613,0		23828,1
Всего по сметному расчету, руб				74859,1						

Таблица Д.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	69,5	1,9	241,6	2,1	265,4
Социальные отчисления, 30,4%				21,1		73,4		80,7
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	6,2	1,9	21,7	2,1	23,8
Социальные отчисления, 30,4%				1,9		6,6		7,2
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	4,1	1,9	14,1	2,1	15,5
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	136,1	1,9	473,0	2,1	519,7
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	771,3	1,9	2680,6	2,1	2945,1
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	74,8	1,9	259,8	2,1	285,4
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,8	1,9	16,6	2,1	18,3
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	91,1	1,9	316,7	2,1	347,9
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	9,9	1,9	34,4	2,1	37,8
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	18,3	1,9	63,5	2,1	69,7
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	20,0	164,2

Продолжение таблицы Д.3

Башмак колонный БК-339	шт	74,77	1,0	74,8				
Башмак колонный БК-245	шт	56,93			1,0	56,9		
Башмак колонный БК-146	шт	80,7					1,0	80,7
Центратор ЦПЦ-324/394	шт	34,6	3,0	103,8				
Центратор ЦПЦ-245/295	шт	19,4			29,0	1003,4		
Центратор ЦПЦ-146/190	шт	16,5					87,0	1687,8
ЦОКД-339	шт	113,1	1,0	113,1				
ЦКОД-245	шт	105			1,0	113,1		
ЦКОД-146	шт	101					1,0	105,0
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	59,15	1,0	59,2				
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	30,12			1,0	30,1		
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	21,5					1,0	21,5
Головка цементировочная ГЦУ-339	шт	2550	1,0	2550,0				
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2360			1,0	2360,0		
Головка цементировочная ГЦУ-146	шт	1936					1,0	1936,0
Итого затрат зависящих от времени, руб				4175,6		7913,5		8611,9
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 339x8,5 Д	м	28,53	160,0	4564,8				
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	19,8			1300,0	25740,0		
Обсадные трубы 146x9,5; 146x7,7 Д	м	13,1					2340,0	16846,5
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	3,6	96,6	28,6	767,6		
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-150	т	29,95					18,1	543,0
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-Об(4-6)-100	т	32					13,1	417,6
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб				5241,4		27899,74		20152,24
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб						53293,3		
Всего по сметному расчету, руб						73994,2		

Таблица Д.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	105 825	8 347 536,73
	Итого по главе 1	105 825	8 347 536,73
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	75 328	5 941 917,84
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	895 373,69
	Итого по главе 2	86 679	6 837 291,53
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	74 859	5 904 934,26
3.2	Крепление скважины	73 994	5 836 706,65
	Итого по главе 3	148 853	11 741 640,91
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	8 906	702 522,84
	Итого по главе 4	8 906	702 522,84
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	17 354	1 368 858,01
	Итого по главе 5	17 354	1 368 858,01
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	10 395	819 980,73
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	770	60 739,31
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 561 253,08
	Итого по главе 6	43 635	3 441 973,12
	ИТОГО прямых затрат	411 252	32 439 823,15
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	82 250	6 487 964,63
	Итого по главе 7	82 250	6 487 964,63
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	39 480	3 114 223,02
	Итого по главе 8	39 480	3 114 223,02
	ИТОГО по главам 1-8	532 983	42 042 010,80
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	130 581	10 300 292,65
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	23 451	1 849 848,48
9.3	Северные надбавки 2,98%	15 883	1 252 851,92
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	11 500 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 560 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	36 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	42 000,00

Продолжение таблицы Д.4

9.8	Авиатранспорт	-	3 123 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600,00
9.11	Перевозка вахт	-	112 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	28 440,00
	Итого прочих работ и затрат	169 915	32 811 033,04
	ИТОГО по гл 1-9	702 898	74 853 043,84
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 066	84 084,02
	Итого по главе 10	1 066	84 084,02
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	35 198	3 590 706,39
	Итого по главе 12	35 198	3 590 706,39
ИТОГО		1 028 247	739 162
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			78 527 834,26
НДС			14 135 010,17
ВСЕГО с учетом НДС			92 662 844,43

Приложение Е

Социальная ответственность

Таблица Е.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [24])	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	–	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [25]
2. Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [26] СНиП 23-05-95[27]
3. Движущиеся части и механизмы	–	+	+	ГОСТ 12.2.003-74 [27] ГОСТ 12.4.026-2001[28]
4. Работа на высоте	–	+	+	ПОТ Р М-012-2000 [29]
5. Неблагоприятные климатические условия	–	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [30] ТК РФ Статья 109[23].

Таблица Е.2 – Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

Таблица Е.3 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, лк
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 метра, под углом 45-50. Над лебедкой на высоте 4 метра под углом 25-30 .	100
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 метров от пола, полатей под углом не менее 500.	75

Продолжение таблицы Е.3

Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 метров.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 метров.	30
Насосный блокпусковые ящики	На высоте не менее 3 метров.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 метров.	75
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 метров.	100