

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 2620 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2620)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Егоров Александр Андреевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игорьевна	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	-		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б6Б	Егоров Александр Андреевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2620 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины: (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет буровой колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин: (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки; • Ситогидроциклонный сепаратор. Конструкции, сравнение.

Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
---	------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

1. Горно-геологические условия бурения скважины
2. Технологическая часть проекта
3. Виброгаситель-калибратор
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
5. 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	Егоров Александр Андреевич		

Школа: инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

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

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Егорову Александру Андреевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

<p>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</p> <p>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</p> <p>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</p>	<p>1. Литературные источники;</p> <p>2. Методические указания по разработке раздела;</p> <p>3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта;</p> <p>4. Налоговый кодекс РФ.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	1. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Егоров Александр Андреевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Егоров Александр Андреевич

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2620 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, методика, алгоритм, рабочая зона) и области применения	Строительство разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении (Красноярский край)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	– Система стандартов безопасности труда; – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ; Федеральные законы и постановления правительства: ст. 264, 298, 219 ТК РФ; ГОСТ 12.0.003-2015; ГОСТ 12.1.003-2014; ГОСТ 12.1.012-2004; ГОСТ 12.1.012-90; ГОСТ 31192.2-2005; ГОСТ 31319-2006; ГОСТ 12.1.005-88; ГОСТ 12.2.003-91; ГОСТ 12.4.011-89; ГОСТ 12.2.062-81; ГОСТ 12.4.026-2015; ГОСТ 12.1.004-91; ГОСТ 12.1.004-91
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Санитарно-гигиенические требования к организации работ 2.2.3 Требования безопасности при эксплуатации бурового оборудования	2.1. Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины: Повышенные уровни шума и вибрации; неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; повышенная загазованность и запыленность; недостаточная освещенность рабочей зоны; необходимые средства защиты от вредных факторов. 2.2 Проанализировать возможные факторы опасности при строительстве разведочной нефтяной скважины проектируемого решения: необходимые средства защиты от опасных факторов; работы на высоте; поражение электрическим током; пожаровзрывоопасность; движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.
3. Экологическая безопасность:	3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду. 3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающие при строительстве

	скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте. 4.2 Сделать выбор наиболее типичной ЧС, разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Егоров Александр Андреевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 107 страниц, 16 рисунков, 57 таблиц, 28 источников литературы и 5 приложений.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2740 метров на нефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2740 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Эксцентричные башками обсадных колонн.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

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

Сокращения

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

АВПД – аномально высокое пластовое давление;

БК – башмак колонный;

БУ – буровая установка;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

КПД – коэффициент полезного действия;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

ОК – обсадная колонна;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

ПВ – пластическая вязкость;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая;

СГС – ситогидроциклонный сепаратор;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

УВ – условная вязкость;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементирующий.

Оглавление	
ВВЕДЕНИЕ	15
1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ	
СКВАЖИНЫ	16
1.1 Геолого-технические условия бурения скважины. Конструкция	
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
2.2 Проектирование процессов углубления скважины.....	19
2.2.1 Выбор способа бурения.....	19
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.2.3 Выбор типа калибратора.....	20
2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения	22
2.2.5 Проектирование режимов бурения	22
2.2.5.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных	
пород	22
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.....	26
2.2.9	Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате	27
2.2.10	Выбор буровой установки	27
2.2.11	Обоснование и выбор типа промывочной жидкости	28
2.2.12	Компонентный состав и потребность бурового раствора по интервалам бурения	29
2.2.13	Потребность в химических реагентах для бурения скважины	29
2.2.14	Контроль параметров бурового раствора.....	30
2.3	Проектирование процессов заканчивания скважин	31
2.3.1	Расчет наружных избыточных давлений	31
2.3.2	Расчет внутренних избыточных давлений	34
2.3.3	Конструирование обсадной колонны по длине	35
2.3.4	Обоснование способа цементирования	37
2.3.5	Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	37
2.3.6	Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	37
2.3.7	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	38
2.3.8	Проектирование процессов испытания скважин	40
2.3.8.1	Выбор жидкости глушения	40
2.3.8.2	Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	41
2.3.8.3	Выбор типа пластоиспытателя	42

2.3.8.4 Выбор типа фонтанной арматуры.....	42
3. СИТОГИДРОЦИКЛОННЫЕ СЕПАРАТОРЫ. КОНСТРУКЦИИ, СРАВНЕНИЕ	44
3.1 Определение и назначение	44
3.2 Конструкции	45
3.3 Вибрационные сита	50
3.4 Гидроциклоны	53
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	57
4.1 Планирование выполнения работ	57
4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	57
4.1.2 Расчет нормативного времени на механическое бурение	58
4.1.3 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	59
4.1.4 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	60
4.1.5 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	61
4.1.6 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	61
4.1.7 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	62
4.1.8 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	64
4.1.9 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.....	65
4.2 Бюджет выполнения работ	65

4.2.1 Расчет технико-экономических показателей	65
4.2.2 Расчет прямых затрат на строительство скважины	65
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	67
5.1 Организация обеспечения безопасности труда.....	67
5.2 Производственная безопасность	68
5.2.1 Вредные и опасные факторы при сооружении скважины	68
5.2.2 Повышенный уровень вибрации.....	68
5.2.3 Повышенный уровень шума	69
5.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны	70
5.2.5 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.....	71
5.2.6. Неблагоприятные климатические условия.....	73
5.3 Экологическая безопасность	73
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
5.4.1 Открытое фонтанирование флюида из скважины	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
Список использованной литературы.....	81
Приложение А.....	84
Приложение Б	86
Приложение В	91
Приложение Г	93
Приложение Д.....	98

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании разведочной скважины очень важно сократить риски возникновения осложнений и аварий. В проекте закладываются меры по предотвращению осложнений, а также мероприятия по отбору керна для подсчета запасов, оценки пригодности месторождения к освоению, а также определения геологического строения и составления проектов разработки в целях определения технологии бурения эксплуатационных скважин.

Анализируя горно–геологические условия бурения проектируемой скважины, приходим к выводу, что по большей части скважину придется проводить в условиях цементированных абразивных твердых пород.

Пласт-коллектор представлен нефтенасыщенным песчаником.

Цель данной выпускной квалификационной работы – разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2620 м на нефтяном месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

Кроме того, в работе рассматриваются применяемые конструкции ситогидроциклонных сепараторов и приведено сравнение эффективности их работы для выбора оборудования очистки бурового раствора с наиболее высоким КПД.

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

1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геолого-технические условия бурения скважины. Конструкция скважины

Условия представлены в приложении А.

Конструкция скважины представлена на рисунке 1.1.

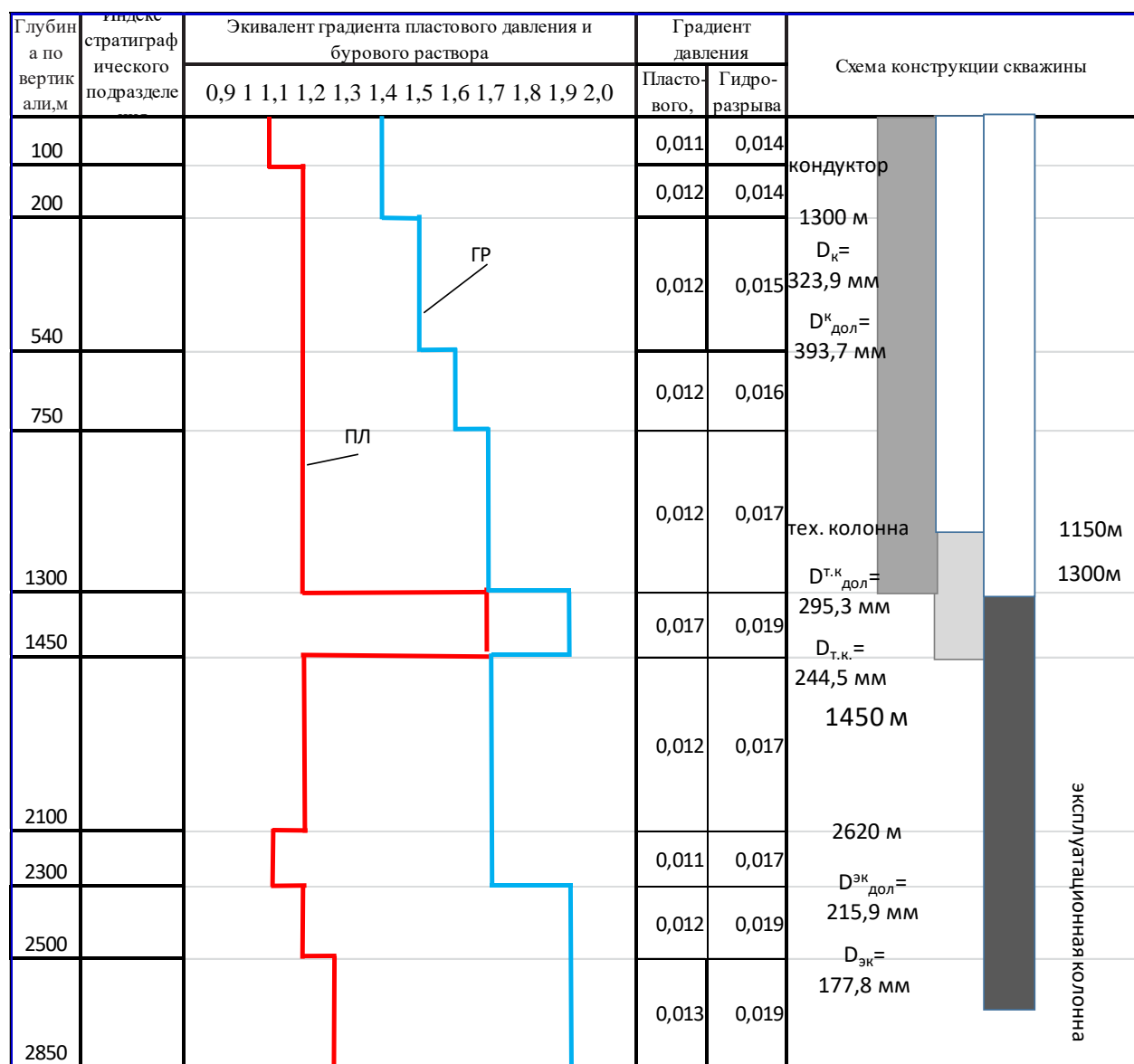


Рисунок 1.1 – График совмещенных давлений и конструкция скважины

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Так как скважина разведочная, то выбираем 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. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. В данном проекте направление не проектируется. Шахта глубиной 2 метра размером 2*2м с целью предотвращения размыва устья скважины при бурении. Такое решение приведет к значительной экономии капитальных вложений, а именно затрат на ОК, цемент, долото, буровой раствор.

Глубина спуска кондуктора определяется наличием следующих факторов: количество продуктивных пластов, глубины их залегания, градиенты пластового давления, градиенты давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из совмещенного графика давлений, видим, что ожидается АВПД с глубины 1300м мощностью 150 метров. Принимается решение спускать кондуктор до глубины 1300м, а техническую колонну до глубины 1450м с целью перекрытия зоны с аномально высоким пластовым давлением.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	К _ж К
Глубина кровли	1450
Пластовое давление	0,170
Давление гидроразрыва пласта	0,19
Плотность нефти	691
Расчетные значения	
Пластовое давление	180,5
Минимальная длина кондуктора	730
Требуемый запас	1,09
Принимаемая глубина	1300

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2620 м.

2.1.3 Выбор интервалов цементирования

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

Тех. колонна цементируется «внахлест» с перекрытием в 150м, то есть интервал цементирования 1150 метров.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1320 м.

2.1.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм, диаметр долота равен 215,9 мм.

Диаметр технической колонны 244,5 мм, диаметр долота равен 295,3 мм.

Диаметр кондуктора 323,9 мм, диаметр долота равен 393,7 мм.

Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 14,81 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: ОКО1-21-178x245 К1.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80x21.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

В данном случае направление не проектируется, исходя из геологических данных. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	1300	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1300	1450	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1450	2620	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2540	2600	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 интервала бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал	0-1300	1300-1450	1450-2620	2540-2600
Шифр долота	БИТ 393,7 В713 УСВ.933-01	У10 – 295,3 ST – 4 ТК	У9 – 215,9 ST – 3 ТК	У9-215,9/101,6 SC-2 ТК
Тип долота	PDC	PDC	PDC	Бурголовка PDC
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	215,9	215,9

Продолжение таблицы 2.3

Интервал		0–1300	1300–1450	1450–2620	2540–2600
Тип горных пород		ТЗ	ТК	ТК	ТК
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3117	3 161
	API	7 5/8	6 5/8	7 5/8	–
Длина, м		0,53	0,34	0,26	0,29
Масса, кг		175	83,7	24	14
Осевая нагрузка, тс	Рекомендуемая	21-33	5-10	6-12	2-8
	Максимальная	33	10	12	8
Частота вращения, об/мин	Рекомендуемая	40-300	80-220	100-200	60-180
	Максимальная	300	220	200	180

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC для бурения крепких пород с установкой абразивостойких резцов и стабилизирующих вставок, последние обеспечивают наряду с калибратором устойчивое положение в траектории ствола скважины. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен крепкими горными породами. В конкретном случае имеем достаточно протяженный участок бурения – 1300 м., а шарошечные долота предназначены для бурения участков небольшой протяженности.

Для бурения под техническую и эксплуатационную колонны проектируются долота марки ST (лопастные долота PDC для сплошного бурения) по категории твердости ТК.

Выбор обусловлен тем, что интервал сложен твердо-крепкими горными породами.

2.2.3 Выбор типа калибратора

В данном случае калибратор включается в КНБК над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру,

а также центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

– Для бурения интервала под кондуктор 0–1300 м. с PDC долотом проектируется калибратор, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Диаметр 393,7 мм - соответствует диаметру проектируемого долота.

– Для бурения интервала под техническую колонну 1300–1450 м. с долотом PDC планируется использование калибратора с прямыми лопастями, что обеспечит меньшее гидравлическое сопротивление. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что используется при бурении пород различной твёрдости – от мягких до крепких.

– Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1450–2620 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 универсальностью конструкции, что позволяет его использование в различных отложениях по категории твердости.

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

Таблица 2.4 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-1300	1300–1450	1450–2620
Шифр калибратора		2-КА393,7 СТК	1-КА295,3 СТК	1-КС 215,9 СТ
Тип калибратора		С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	С спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		ТЗ	ТК	ТК
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н117/М117
	API	6 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,8	0,4	0,5
Масса, кг		261	93	65,8

2.2.4 Выбор бурголовки и режимов бурения

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – 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
2540–2600	Бурголовка У9-215,9/100 SC-2 ТК;	2 – 5	60 –120	15 – 20

При отборе керна используем Керноотборный снаряд СК-172-100РС

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 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-1300	1300–1450	1450–2620	2540–2600
Исходные данные				
Диаметр долота, см	39,37	29,53	21,59	21,59
Предельная нагрузка, т	10	10	12	5
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, т	10	8	9,6	4
Проектная нагрузка, т	5	8	9	3

Для интервала бурения под кондуктор проектируется нагрузка в зависимости от типоразмера долота 393,7 мм, значение 3–8 т, для категорий Т и К берутся наименьшие значения. Нагрузка на долото по паспорту 5-10 т. Выбираем наименьшее значение по паспорту.

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 2.7.

В интервале бурения под кондуктор (0–1300 м) запроектировано значение частоты вращения 155 об/мин. Это обусловлено максимальным числом оборотов ВЗД, применяемого на данном интервале.

Для технической и эксплуатационной колонны были выбраны значения частот вращения, близкие к максимальным. Это обусловлено твердостью пород на этих интервалах.

Таблица 2.7 – Результаты проектирования частоты вращения долота

Интервал		0-1300	1300–1450	1450–2620	2540–2620
Исходные данные					
Рекомендуемая линейная скорость, м/с		1,1	1,1	1	1
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9	215,9
Результаты проектирования					
Частота вращения, об/мин	минимальная	53	71	88	60
	допустимая	100-160	100-180	140-200	60-120
	проектная	155	160	180	110

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 2.8.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 65 л/с для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама, предотвращения осложнений и работы ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 60 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 38 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 2.8 – Расход бурового раствора

Интервал	0-1300	1300–1450	1450–2620	2540–2600
Исходные данные				
Диаметр долота, м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159
Коэффициент запаса К	0,4	0,3	0,3	0,3
Коэффициент кавернозности	1,3	1,2	1,2	1,2
Постоянная скорость, м/с	0,1	0,1	0,1	0,1
Механическая скорость, м/ч	30	25	20	15
Диаметр бурильной трубы, м	0,127	0,127	0,127	0,127
Диаметр насадок на долоте, м	0,0095	0,0095; 0,009	0,005; 0,01	0,006
Число насадок на долоте	8	10	9	9
Минимальная скорость потока в кольцевом пространстве, м/с	0,5	0,75	1	0,5
Константа	0,02	0,02	0,02	0,02

Продолжение таблицы 2.8

Интервал		0-1300	1300-1450	1450-2620	2540-2600
Плотность раствора, г/см ³		1,29	1,82	1,39	1,4
Плотность пород, г/см ³		2,54	2,65	2,61	2,61
Результаты проектирования					
Расход промывочной жидкости, л/с	Для очистки забоя	49	21	11	11
	Для выноса шлама	71	23	15	14
	Для предотвращения прихвата	55	42	24	24
	Для истечения из насадок долота	75	61	50	50
Области допустимого расхода бурового раствора					
Область расхода, л/с		49-75	21-61	11-50	15-20
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
Проектный расход, л/с		65	60	38	20

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-1300	1300–1450	1450–2620
Исходные данные				
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Осевая нагрузка, кН		49	78	88
Коэффициент, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр ВЗД, мм		315	236	173
Момент разрушения породы, Н*м		2588	3046	2528
Момент вращения долота, Н*м		197	148	108
Удельный момент долота, Н*м/кН		49	37	27

Для интервала бурения 0–1300 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР 1-240.7/8.55 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном

расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР1-240.3/4.60, способный работать при проектном расходе на рассчитанных оборотах.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Забойный 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	0-1300	240	10,25	2703	30-75	62-155	39	90-191
ДГР1-240.3/4.60	1300–1450	240	9,72	2072	35-64	138-240	18,6	130-325
ДГР1-172.5/6.61	1450–2620	178	8,63	1123	19-38	114-128	11,5	77-210

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.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

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 (Бурсофт-проект).

Результаты расчета представлены в приложении В.

2.2.9 Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате

Табличное значение $Q_{ТК}$ для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 148 и 155 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{ТК-300} = 148 \cdot 0,9 = 133,2 \text{ т,}$$

$$Q_{ТК-400} = 155 \cdot 0,9 = 139,5 \text{ т.}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{133,2}{90,28} = 1,48 > 1,15,$$

$$N_{400} = \frac{Q_{ТК}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{139,5}{90,28} = 1,55 > 1,15.$$

2.2.10 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Выбор буровой установки

Выбранная буровая установка БУ 3200/200 ДГУ-1			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	90,28	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 90,28$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	112,1	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 112,1$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	117,4	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/117,4 = 1,7 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

2.2.11 Обоснование и выбор типа промывочной жидкости

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Интервал бурения под кондуктор 0–1300 метров

Соленасыщенные буровые растворы применяются при бурении интервалов, сложенных соляными пластами с пропластками глинистых отложений (таких, как в данном случае – мергель, аргиллит).

Основная цель данного типа раствора – предупреждение образования каверн в результате растворения солей, т. е. ингибирование этого процесса. В зависимости от химического состава соляных пластов выбираются строго определенные электролиты-ингибиторы, например, для галита – соли натрия, для бишофита – соли магния и т. д. К особенностям приготовления данного вида раствора относится применение специальных реагентов: палыгорскитовых глин (однако, допускается применение обычного глинопорошка с добавкой стабилизаторов) и солестойких полимеров. Следует иметь в виду, что соленасыщенный (по хлориду натрия) буровой раствор будет иметь минимальную плотность 1,29 г/см³.

Для бурения данного интервала будем применять минерализованный глинистый раствор на водной основе с применением солей натрия. Плотность 1,346 г/см³, условная вязкость 20–60 сек.

В качестве утяжелителя применяется барит.

Интервалы бурения под техническую колонну 1300–1450 метров

На интервале технической колонны стратиграфический разрез не имеет резких изменений, однако наблюдается зона АВПД. Следовательно - следует утяжелить часть бурового раствора (объёмом 160,6 м³, что потребуется на интервал) до плотности 1,82 г/см³ при помощи барита, с целью избежать нарушения баланса гидростатических давлений. Затем замерить параметры полученной промывочной жидкости и выровнять свойства при помощи реагентов.

Интервал бурения под эксплуатационную колонну 1450–2620 метров

Исходя из стратиграфии данного участка будущей скважины, тип раствора следует оставить тот же, что использовался на предыдущих колоннах. Для вскрытия продуктивного пласта в разведочной скважине использовать раствор на углеводородной основе нецелесообразно, учитывая высокую его стоимость. Плотность промывочной жидкости на этом интервале следует держать 1,39 г/см³.

2.2.12 Компонентный состав и потребность бурового раствора по интервалам бурения

Описание компонентных составов и технологических свойств буровых растворов для бурового раствора под направление, для бурового раствора под кондуктор, для бурового раствора под техническую колонну, для бурового раствора под эксплуатационную колонну представлены в приложении Г.

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

2.2.13 Потребность в химических реагентах для бурения скважины

Расчёт потребности химических реагентов для приготовления и регулирования свойств бурового раствора приведен в приложении Г.

2.2.14 Контроль параметров бурового раствора

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

Периодичность замера параметров раствора проводить согласно «Единым техническим правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях».

В зависимости от задач контроля, изученности условий бурения скважин используют эвристический и вероятностно-статистический методы определения периодичности контроля. Эвристический метод базируется на опыте специалистов в области бурения скважин и применяется в тех случаях, когда невозможно формализовать изучаемые процессы. Результаты определения периодичности контроля параметров бурового раствора вероятностно-статистическими методами представляют вероятность невыхода показателей свойств бурового раствора за установленные пределы за определенный промежуток времени.

Периодичность контроля параметров при бурении скважин, например плотности, условной вязкости, водоотдачи, статического напряжения сдвига бурового раствора и др., во всех нефтедобывающих районах согласно «Единым техническим правилам ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях» назначается директивно:

- при бурении скважин в нормальных условиях необходимо контролировать такие показатели свойств бурового раствора, как плотность и вязкость – через 0,5 час, СНС, водоотдачу, температуру, содержание водородных ионов, твердой фазы и песка, толщину фильтрационной корки – два раза в смену, содержание солей в фильтрате – два раза в неделю;

- при разбуривании газовых горизонтов и бурении скважин в осложненных условиях следует контролировать такие параметры бурового

раствора, как плотность и вязкость – через 10–15 мин, СНС, водоотдачу и температуру – через час, содержание нефти в растворе – один раз в 10 дней;

– при применении ингибированных буровых растворов смалым содержанием твердой фазы, эмульсионных, на нефтяной основе необходимо контролировать их параметры не менее одного раза за долбление.

Исходя из опыта сооружений скважин на месторождениях Западной Сибири (литологический разрез данной скважины позволяет предположить, что находится она именно в Западной Сибири) примем следующую периодичность контроля параметров бурового раствора (приложение Д).

Для контроля параметров будем использовать следующее оборудование:

- плотность – рычажные весы-плотномер;
- условная вязкость – ВБР-2;
- СНС, пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига – вискозиметр OFITE 800;
- МВТ – по величине адсорбции метиленовой сини;
- содержание твердой фазы – ОМ-2;
- жесткость по Са²⁺ – титрованием фильтрата бурового раствора;
- содержание хлорид-ионов – аргентометрическим методом;
- водоотдача – фильтр-пресс АРІ;
- толщина корки – штангенциркуль с глубиномером;
- рН – рН-метр;
- содержание песка – ОМ-2.

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.

Прежде чем приступить к расчету наружного давления и построению эпюры его распределения по колонне, необходимо проанализировать положение колонны и особенности геологического разреза в открытом стволе, перекрываемом данной колонной и выделить характерные интервалы и отметки глубины. Таковыми являются отметки высоты подъема цемента за колонной и глубины спуска предыдущей обсадной колонны, интервалы пластов с АВПД, интервалы залегания высокопластичных пород (например, соленосная толща).

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, технической колонн и кондуктора соответственно.

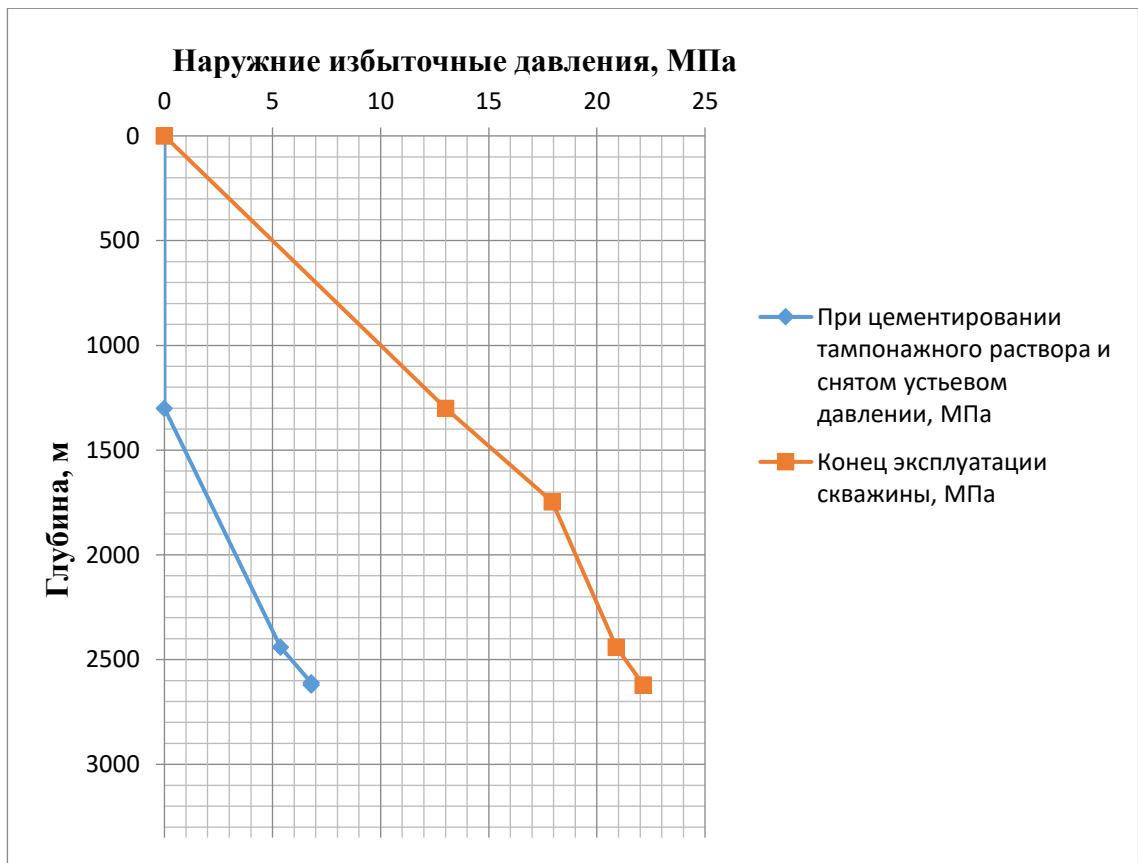


Рисунок 2.1 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

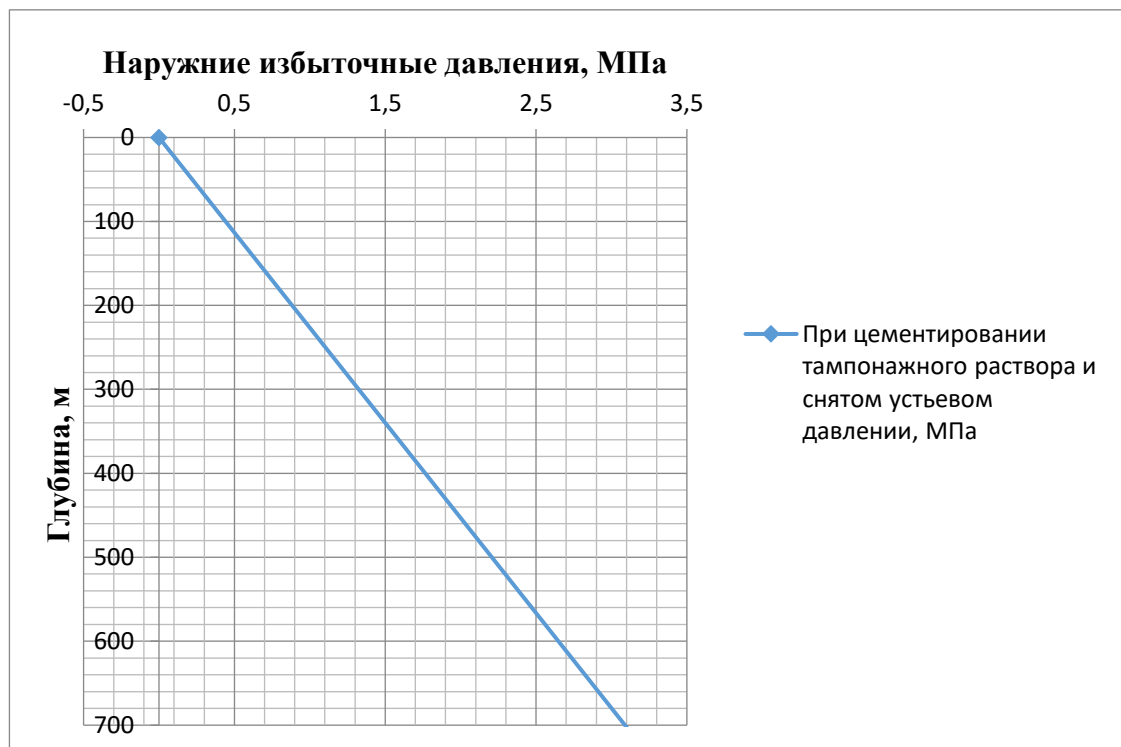


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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 цементирующей головке достигает максимального значения;
- при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

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, технической колонны и кондуктора соответственно.

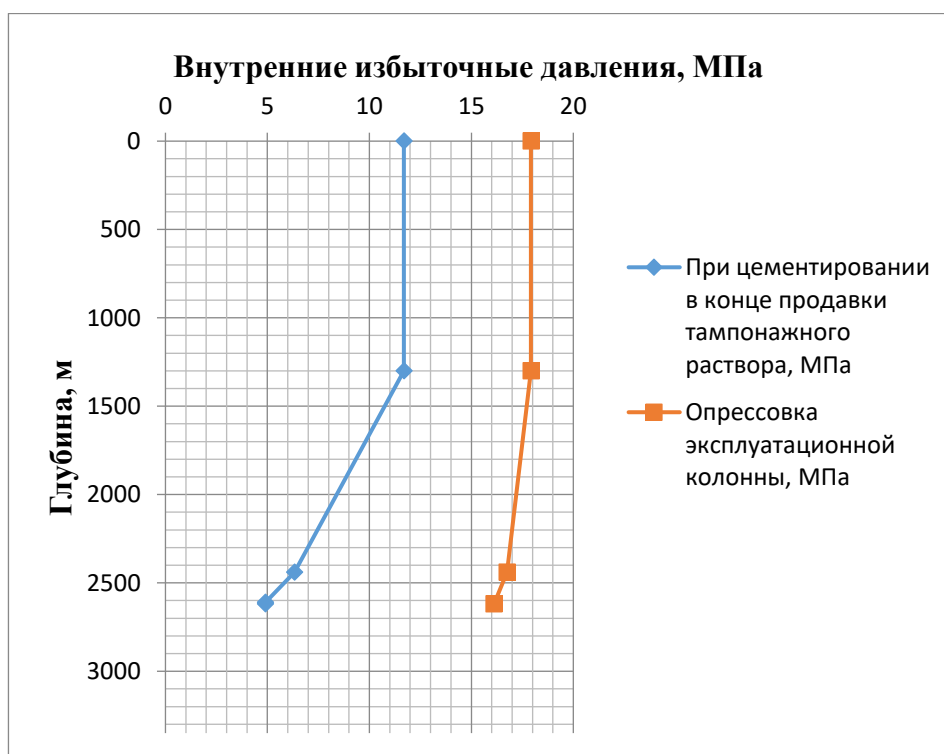


Рисунок 2.3 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны



Рисунок 2.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – 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
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	10	1300	85,6	111280	111280	0-1300
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1450	47,2	68440	68440	0-1450
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,4	2620	42,8	112136	112136	0-2620

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	2620	2620	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	2610	2610	1	1
	ЦПЦ-178/216 («НефтьКам»)	0	1450	33	68
		1450	2540	27	
		2540	2600	6	
		2600	2620	2	
	ЦТ-178/216 («НефтьКам»)	2540	2600	6	7
	ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	2610	2610	1	1
ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	2600	2600	1	1	

Продолжение таблицы 2.13

Техническая колонна 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1450	1450	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1440	1440	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	1250	25	38
		1250	1300	10	
		1300	1450	3	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1440	1440	1	1	
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	1300	1300	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	1290	1290	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	2	36
		20	1300	34	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	20	20	1	1	

2.3.4 Обоснование способа цементирования

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

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

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

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

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

Поскольку $36,49 \leq 47,29$ условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

2.3.5 Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.14.

Таблица 2.14 – 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	5,50	1020	1,45	МБП-СМ	101,5
			4,05	МБП-МВ	60,75
Продавочная жидкость	52,02	1020	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	19,99	1500	16,68	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	15445
				НТФ	8,19
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,30	1870	2,2,29	ПЦТ-II-50	4239
				НТФ	1,35

2.3.6 Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые значения плотности тампонажного раствора нормальной плотности и

облегченного, выбираем для цементирования скважины следующие марки цемента:

- для облегченного тампонажного раствора – ПЦТ-III-Об(4-6)-50;
- для тампонажного раствора нормальной плотности – ПЦТ-II-50.

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле 2.2:

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) \quad (2.2)$$

Для цемента нормальной плотности 10,34 т. Для облегченного 4,24 т.

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле 2.3:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m. \quad (2.3)$$

Для цемента нормальной плотности 2,29 м³. Для облегченного 16,68 м³.

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м³.

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

2.3.7 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320.

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30.

В качестве осреднительной установки – УСО-20.

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах, рассчитывается по формуле 2.4:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}. \quad (2.4)$$

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности необходимо 2 машины УС6-30.

Для приготовления, облегченного тампонажного раствора необходимо 2 машины УС6-30.

В процессе приготовления тампонажного раствора необходимо контролировать его параметры – плотность на протяжении всего процесса цементирования контролируется при помощи ареометра. Это необходимо для тщательной герметизации между обсадной колонной и грунтом.

На рисунке 2.5 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

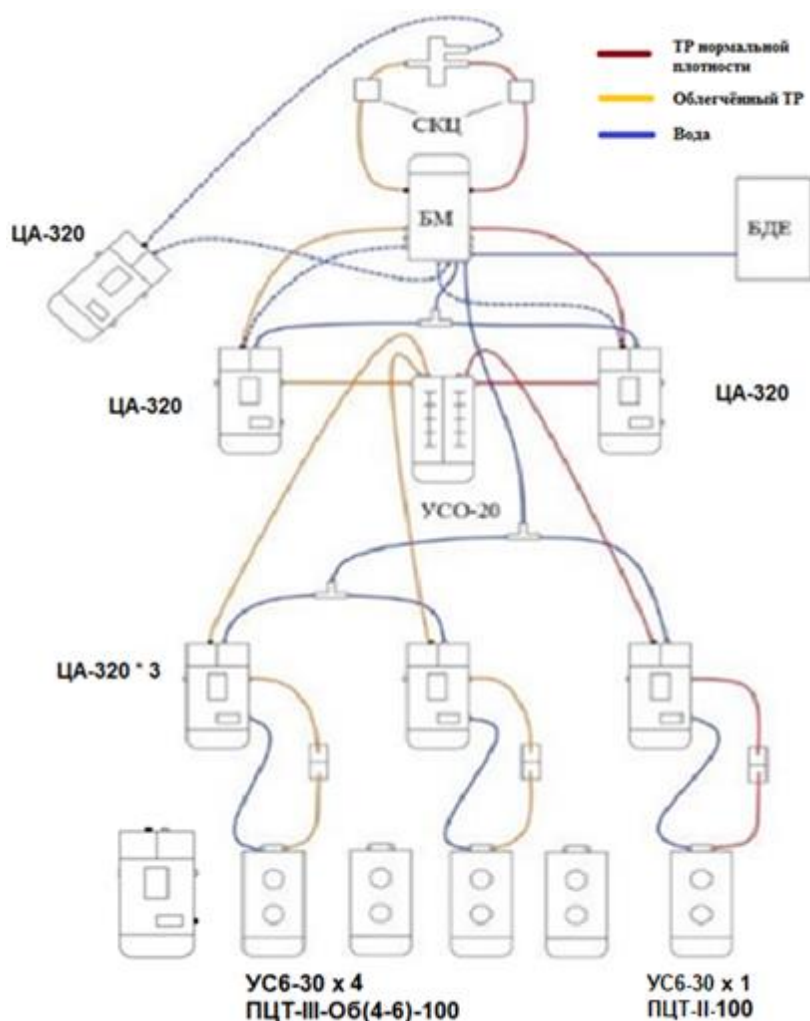


Рисунок 2.5 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

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.

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 2.5:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,013 \cdot 10^6}{9,81} = 1391 \text{ кг/м}^3, \quad (2.5)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 2.6:

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{внЭК} = 2 * 50.7 = 101.4 \text{ м}^3 \quad (2.6)$$

$V_{внЭК}$ – внутренний объем ЭК, м³.

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 таблицу 2.15 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 2.15 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
40	НКТ	Кумулятивная	ПКО 114-АТ	20	8

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 ИПТ-127.

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 АФ3-80/65х35.

3. СИТОГИДРОЦИКЛОННЫЕ КОНСТРУКЦИИ, СРАВНЕНИЕ

СЕПАРАТОРЫ.

3.1 Определение и назначение

Ситогидроциклонный сепаратор – устройство, предназначенное для очистки бурового раствора от измельченных частиц выбуренной породы в процессе бурения газовых и нефтяных скважин, а также получения шлама пониженной влажности. Конструкция устройства представляет собой совмещенные вибросито и гидроциклоны, удаляющие вынесенные с забоя скважины частицы шлама мелкодисперсной фракции.

Потери раствора при работе гидроциклонов на СГС составляют примерно до 2.5% от их общей производительности. Так, на пескоотделителе ПГ60/300 при работе поступает до 1,5 л/с неочищенного от тонкодисперсного шлама бурового раствора, плотностью 1,5 г/см³, на илоотделитель ИГ-45М до 1 л/с плотностью 1,45 г/см³. Кроме значительного в сумме перерасхода реагентов вследствие потерь бурового раствора, это также может приводить к быстрому заполнению шламовых амбаров или контейнеров. Не обезвоженный шлам трудно перевозим и требует больших затрат на утилизацию. Потому пульпу из пескоотделителей и илоотделителей осушают на сетках вибросит через мелкие ячейки.

Учитывая, что размеры частиц выбуренных пород, содержащихся в пульпе гидроциклонов, меньше размеров ячеек сетки вибросит первого этапа очистки, на установку СГС монтируют панели с существенно меньшим размером ячеек. Как следует, эти размеры должны быть для пескоотделителя менее 100 мкм и для илоотделителя от 20 до 50 мкм.

3.2 Конструкции

3.2.1 Ситогидроциклонный сепаратор линейный ЛСГС



Рисунок 3.1 - ЛСГС

ЛСГС – ситогидроциклонный сепаратор с линейным исполнением колебаний, представляет из себя конструкцию для очистки бурового раствора от частиц выбуренной породы, состоящую из вибрационного сита ЛВС 1 и установленными на нем пескоилоотделителями. Оснащается, в зависимости от исполнений, илоотделителем гидроциклонным ИГ-45М 2, илоотделителем тонкой очистки ИГ-45/75К, а также пескоотделителем ПГ-60/300В. На вибросите установлены две гибкие кассеты, каждая из трех слоев сеток. Угол наклона виброрама вибросита регулируется. Пескоотделители и илоотделители изготовлены из полиуретана, который, благодаря своей высокой прочности, обеспечивает продолжительный срок службы. Величина возмущающей силы двигателя-вибратора может регулироваться в зависимости от исполнения оборудования.

Технические характеристики линейного ситогидроциклонного сепаратора представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – технические характеристики сепаратора линейного ЛСГС

Наименование параметров		ЛСГС	ЛСГСМ
Пропускная способность, м ³ , не менее	вибросито	0,06	0,06
	пескоотделитель	0,07	0,07
	илоотделитель	0,05	0,05
Тип сетки		гибкая, натяжная	гибкая, натяжная
Рабочая площадь сеток м ² , не менее		2,5	2,3
Частота колебаний виброрамы, Гц		24±3	24±3
Амплитуда колебаний виброрамы, мм		0...3	0...3
Максимальная суммарная возмущающая сила мотор-вibrаторов, кН		47,3±5	47,3±5
Угол установки виброрамы относительно основания, °		от -1 до +5	от -2 до +5
Суммарная установленная мощность двух мотор-вibrаторов, кВт, не более		3	3
Степень взрывозащиты, маркировка		Взрывобезопасное	Повышенной надежности от взрыва
Разрешенные условия применения		Закрытые помещения и открытые помещения	Только открытые наружные пространства

3.2.2 Ситогидроциклонный сепаратор Mongoose PRO



Рисунок 3.2 – СГУ Mongoose PRO

Ситогидроциклонная установка на базе вибросита Mongoose. Пескоотделители: 2 или 3 конуса, диаметром 12 дюймов. Илоотделители: 12, 16 или 20 конусов, диаметром 4 дюйма (6, 8 и 10 двойных илоотделителя соответственно).

Наиболее распространенные модели: 2–12, 6Т4 и 2–12, 8Т4 (то есть с двумя двенадцатидюймовыми пескоотделителями и шестью или восемью двойными илоотделителями).

Производительность гидроциклонов зависит от комплектации.

Технические характеристики СГУ Mongoose PRO модель 2–12, 6Т4 представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – технические характеристики СГУ Mongoose PRO модель

2–12,

6Т4:

Сила вибрации в сбалансировано-эллиптическом режиме (сито без нагрузки), G	До 7,5
Сила вибрации в прогрессивно-эллиптическом режиме (сито без нагрузки), G	До 6,5
Габариты, мм	3043×1803×2278
Высота перелива, мм	739
Масса, кг	2393
Регулировка угла наклона, °	±3
Двигатели (взрывозащищенные)	Class 1, группы C и D, UL/CUL, CE, ATEX, NORSOK
Основные двигатели (2 шт.) кВт	1,3
Дополнительный двигатель (1 шт.) кВт	0,37
Электрооборудование	380 В, 50 Гц, 3 фазы
Общая поверхность сеток, м ²	2,73
Рабочая площадь сеток, м ²	1,97
Рабочая температура	–20...+55 °С

Ситогидроциклонная установка GNZJ703E-3S16N



Рисунок 3.3 - GNZJ703E-3S16N

GNZJ703E-3S16N – ситогидроциклонный сепаратор на базе вибросита GNZS703E, который предназначен для очистки бурового раствора от вынесенных на поверхность частиц выбуренных пород различной дисперсности при бурении нефтяных и газовых скважин, а также получения шлама пониженной влажности.

Технические характеристики GNZJ703E-3S16N представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – технические характеристики GNZJ703E-3S16N

Характеристики	Единица измерения	Значение
Производительность	м ³ /мин	360
Размер пескоотделителя	дюйм	10
Количество пескоотделителей	штук	3
Размер илоотделителя	дюйм	4
Кол-во илоотделителя	штук	16
Рабочее давление	МПа	0,25-0,4

Продолжение таблицы 3.3

Характеристики	Единица измерения	Значение
Исполнение вибрации	Линейное, эллиптическое	Линейное
Площадь сеток	м ²	2,7

3.3 Вибрационные сита

Принцип действия вибрационного сита: поток бурового раствора, выходящий из скважины, поступает равномерным слоем на натянутую на вибрирующую раму. Обезвоженный шлам по наклонной сетке за пределы вибрационного сита в транспортный шнек или наклонный желоб, а очищенный буровой раствор поступает сквозь отверстия сетки в приемный резервуар.

Колебания передаются на вибрирующую раму электродвигателем с эксцентриковым валом, соединенным с электродвигателем клиноременной передачей. Амплитуда колебаний вибрирующей рамы обычно составляет от 3,4 до 9 мм, а частота – от 19 до 37 колебаний в секунду. Кроме того, существуют двухъярусные сита (с сетками в два яруса). Размер их ячеек является основным показателем, определяющим степень очистки, мощность вибросита, величину потерь бурового раствора со шламом и срок службы решеток сеток.

Чем выше степень очистки рабочего бурового раствора, тем меньше размер ячеек сетчатой панели. Но с уменьшением размеров ячеек снижается пропускная способность сеток, уменьшается их срок службы и увеличиваются потери бурового раствора, сбрасываемого со шламом в амбар.

Пропускная способность также зависит еще и от ряда других факторов: от площади поверхности фильтрующей рамы; вязкости бурового раствора; фракционного состава шлама и его количества в буровом растворе; расхода бурового раствора и других причин. Конструкция вибрационного сита обеспечивает удаление из бурового раствора не более чем 50 % выбуренной породы.

Вибросито считается основным очистным оборудованием, а в некоторых случаях может быть единственным оборудованием очистки на буровой установке.

Количество применяемых вибросит зависит от производительности буровых насосов и пропускной способности применяемой модели вибросита, что в свою очередь напрямую зависит от применяемых на сите сеток (их конструкции, типа плетения и размера ячеек).

Далее будут приведены модели вибросит из перечисленных конструкций СГС и их технические характеристики для сравнения:



Рисунок 3.4 – Вибросито ЛВС 1 (СГС ЛСГС)



Рисунок 3.5 – Вибросито Mongoose (СГС Mongoose PRO)



Рисунок 3.6 – Линейное вибросито GNZS703E (СГС GNZJ703E-3S16N)

Далее, в таблице 3.4, сопоставлены характеристики вибросит, входящих в состав ситогидроциклонных сепараторов, принятых на сравнительный анализ.

Таблица 3.4 – технические характеристики вибросит ЛВС 1, Mongoose и GNZS703E

Параметры	Единица измерения	ЛВС 1	Mongoose	GNZS703E
Производительность	м ³ /мин	3	2,27	2,00
Рабочая поверхность сетки	м ²	2,7	1,97	2,63
Длина линейного движения / двойного действия	мм	3060	2,935 / 3,048	2725
Ширина	мм	1755	1603	1951
Высота	мм	1478	1300	1270
Высота мерника	мм	745	745	740
Вес	кг	1700	1724	1542
Угол регулирования рамы	град	1...+5	-3...+3	-1...+5
Количество сеток	штук	2	4	3

После сравнения вибросит (ЛВС 1, Mongoose и GNZS752E-DM) можно сделать вывод, что наибольший КПД будет иметь вибросито ЛВС 1, исходя из производительности (3 м³/мин), кроме того, имеющая наибольшую из представленных для исследования рабочую поверхность сетки.

3.4 Гидроциклоны

Гидроциклоны предназначены для очистки бурового раствора от тонкодисперсного шлама размером $\geq 0,03$ мм за счет центробежного эффекта.

Конструкция гидроциклона, показанного на рисунке 3.7, представляет собой неподвижный агрегат, состоящий из 5 частей: цилиндрической части, конической части и питающего, сливного и пескового патрубков. Нижняя часть конического корпуса иногда выполняется съемной и меняется при необходимости, зависимо от дисперсности и количества частиц выбуренной породы, содержащейся в проходящем через гидроциклон буровом растворе.

Пескоотделитель имеет гидроциклоны большего диаметра (150–400 мм), чем илоотделитель. В этом заключается их основное отличие. Линейная скорость раствора на входе в гидроциклоны пескоотделителя и илоотделителя приблизительно одинаковая. При равной линейной скорости вихревого движения потока раствора в гидроциклоне центробежная сила тем меньше, чем больше радиус вращения. Потому центробежная сила больше в гидроциклонах илоотделителя, а гидроциклонах пескоотделителя меньше. Делаем вывод, что илоотделитель отделяет более мелкие частицы выбуренной породы и его очистная способность существенно выше, нежели у пескоотделителя.

На рисунке 3.7 приведен принцип работы гидроциклона.

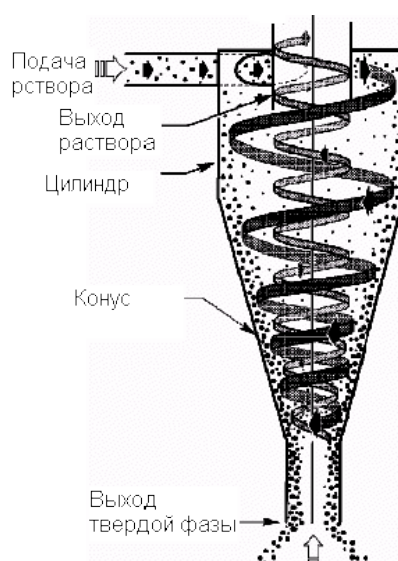


Рисунок 3.7 – Принцип работы гидроциклона

Буровой раствор, очищенный от крупной фракции шлама на вибрационном сите, вводится в цилиндрическую полость гидроциклона через питающий патрубок, за счет чего приобретает вихревое движение. Под действием центробежных сил раствор вращается, словно торнадо, а частицы шлама отбрасываются к стенкам гидроциклона и спускаются по конусу в песковую трубку (на сброс). Буровой раствор, очищенный от шлама, устремляется вверх.

Это связано с тем, что вблизи оси гидроциклона настолько большое значение центробежной силы, что поток бурового раствора разрывается, образуя воздушный столб (разряжение), вдоль которого внутренний поток устремляется вверх и разгружается через песковую трубку.

Пропускная способность (производительность) гидроциклона и степень очистки в нем бурового раствора взаимосвязаны и зависят от многих факторов: диаметра и длины цилиндрической части; угла конусности (обычно от 14 до 20 градусов); соотношения диаметров питающего и пескового патрубков; давления бурового раствора на входе в гидроциклон и других факторов.

В зависимости от минимального размера удаляемых частиц гидроциклоны подразделяют на пескоотделители (минимальный размер удаляемых частиц 0,08...0,09 мм) и илоотделители (минимальный размер удаляемых частиц 0,03...0,05 мм).

Процессы, которые происходят в гидроциклоне, настолько сложные, что до сих пор не существует математической модели его работы. Вследствие этого достаточно сложно оптимизировать его технические характеристики.

Сравним пескоотделители ситогидроциклонных установок, участвующих в сравнительном анализе:



Рисунок 3.8 – Пескоотделитель ПГ 60/300 (СГС ЛСГС)



Рисунок 3.9 – Пескоотделители ИПС 2/300 в составе гидроциклонной установки (СГС Mongoose PRO)



Рисунок 3.10 – Пескоотделитель типа GNZJ703F-D2S (СГС GNZJ703E-3S16N)

В таблице 3.4.1 приведено сравнение характеристик гидроциклонов исследуемых типов ситогидроциклонных установок для проведения их сравнительного анализа.

Таблица 3.4.1 – сводная таблица технических характеристик пескоотделителей ПГ 60/300, ИПС 2/300 и GNZJ703F-D2S:

Технические характеристики	ПГ 60/300	ИПС 2/300	GNZJ703F-D2S
Пропускная способность м ³ /ч	21,5	225	37
Диаметр гидроциклона, мм	305	300	254
Рабочее давление перед гидроциклонами, МПа	0,3 + 0,05	0,4	0,2-0,4
Масса, кг	256	470	409
Минимальный размер удаляемых частиц, мм	0,07	0,04	0,07

После сравнения пескоотделителей (ПГ 60/300, ИПС 2/300 и GNZJ703F-D2S) можно сделать вывод, что наибольший КПД будет иметь пескоотделитель ИПС 2/300 исходя из его пропускной способности (225 м³/ч).

Таким образом, объединив итоги сравнения гидроциклонов и вибросит выбранных для анализа моделей СГС от разных производителей, делаем выбор в пользу ситогидроциклонного сепаратора ЛСГС.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Планирование выполнения работ

4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	2620
Способ бурения:	
- под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- кондуктор	d 323,9 мм на глубину 1300 м
- техническая колонна	d 244,5 мм на глубину 1450 м
- эксплуатационная колонна	d 177,8 мм на глубину 2620 м
Буровая установка	БУ 3200/200 ДГУ-1
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
- тип - количество, шт.	УНБТ-1180 – 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0–1300 м	65
- в интервале 1300–1450 м	60
- в интервале 1450–2620 м	38
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 20 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 0–1300 м	ВЗД ДГР1-240.7/8.55
- в интервале 1300–1450 м	ВЗД ДГР1-240.3/4.60
- в интервале 1450–2620 м	ВЗД ДРУ-172 5/6.61
Бурильные трубы: длина свечей, м	25

4.1.2 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 4.2.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [13].

Таблица 4.2 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки надолото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	1300	1300	0,027	350
2	1300	1450	150	0,036	2900
3	1450	2620	1170	0,038	3200

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле 4.1:

$$N = T \cdot H, \quad (4.1)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

H – количество метров в интервале, м. Для направления:

$$N = 40 \cdot 0,027 = 1,08 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,027	1,08
720	0,028	20,16
1980	0,032	63,36
Итого		84,60

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 4.2:

$$n = H / П, \quad (4.2)$$

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

Для кондуктора: $n = 1300 / 350 = 3,71$.

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	Количество долот (n)
1300	350	3,71
150	2900	0,05
1170	3200	0,37
Итого на скважину		4,46

4.1.3 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Результаты расчета времени на СПО исходные данные приведены в таблице 4.5.

4.1.4 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении Д.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.5 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долота, мм	Норма проходки на долота, м	Номер таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-1300	393,7	350	11	24	0-100	0,0122	1,22
						100-200	0,0133	1,33
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0160	1,6
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,77
						1100-1200	0,0188	1,88
1200-1300	0,0190	1,90						
II	1300-1450	295,3	2900	12	32	1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1450	0,0199	0,995
III	1450-2620	215,9	3200	12	32	1450-1500	0,0199	0,995
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
						2300-2400	0,0256	2,56
						2400-2500	0,0258	2,58
2500-2600	0,0260	2,6						
2600-2620	0,0262	0,52						
Итого								50,33

Таблица 4.6 – Продолжительности бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
Кондуктор	35,1	38,26	1,59
Техническая колонна	5,4	5,89	0,25
Эксплуатационная колонна	44,46	48,46	2,02
Крепление:			
Кондуктор	18,1	19,73	0,82
Техническая колонна	25,6	27,9	1,16
Эксплуатационная колонна	31,4	34,23	1,43
Итого	160,06	174,47	7,29

4.1.5 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- кондуктор: $36 * 1 = 36$ мин;
- техническая колонна: $3 * 1 = 3$ мин;
- эксплуатационная колонна: $35 * 1 = 35$ мин.

4.1.6 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ кондуктора – 24 ч, технической колонны – 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.1.7 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

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

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле 4.3:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (4.3)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для кондуктора:

$$L_c = 1300 - 10 = 1290 \text{ м.}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (16 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле 4.4:

$$L_T = L_c - L_n. \quad (4.4)$$

Для кондуктора:

$$L_T = 1300 - 17 = 1283 \text{ м;}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле 4.5:

$$N = L_T / l_c, \quad (4.5)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

Для кондуктора:

$$L_c = 1300 - 10 = 1290 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 1290 - 17 = 1273 \text{ м;}$$

$$N = 1273 / 25 = 50,92 \approx 51 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 51 * 2 + 5 = 107 \text{ мин.}$$

Для технической колонны:

$$L_c = 1450 - 10 = 1440 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 1440 - 17 = 1423 \text{ м};$$

$$N = 1423 / 25 = 56,92 \approx 57 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 57 * 2 + 5 = 119 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2620 - 20 = 2600 \text{ м};$$

$$L_H = 16 + 1 = 17 \text{ м};$$

$$L_T = 2600 - 17 = 2583 \text{ м};$$

$$N = 2583 / 25 = 103,32 \approx 104 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 104 * 2 + 5 = 213 \text{ мин.}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементной пробки кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 107 + 119 + 213 + 3 * (17 + 42) = 616 \text{ мин} = 10,2$$

4.1.8 Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

4.1.9 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 299,26 часов или 12,47 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$229,26 * 0,066 = 19,75 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 299,26 + 19,75 + 25 = 344,01 \text{ ч} = 14,33 \text{ суток.}$$

4.2 Бюджет выполнения работ

4.2.1 Расчет технико-экономических показателей

Результаты расчетов сводим в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2620
Продолжительность бурения, сут.	7,29
Механическая скорость, м/ч	30,84
Рейсовая скорость, м/ч	19,38
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	11786
Проходка на долото, м	587
Стоимость одного метра, руб	20766

4.2.2 Расчет прямых затрат на строительство скважины

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, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [16], в части II – на строительные и монтажные работы [17], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [18].

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,40 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (52,94), произведение которых на второй квартал 2021 года составляет 74,12.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Организация обеспечения безопасности труда

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты – ст. 219 ТК РФ.

К выполнению буровых работ допускаются лица, достигшие возраста 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н, не имеющие противопоказаний к выполнению работ данного вида, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе (ст. 264; 298 ТК РФ).

На рабочих местах и в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ (согласно приказу №336 Н «Об утверждении правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015).

Кроме тарифной ставки и повременного оклада, каждый работник получает в расчет заработной платы: стимулирующие выплаты; компенсации, связанные с условиями труда (работа в районах, приравненных к крайнему северу); премию за ускорение проходки (м/сутки); доплату за работу во вредных и опасных условиях; доплату за ночные часы работы и т. п.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Вредные и опасные факторы при сооружении скважины

Во время сооружения нефтяной скважины при всех технологических процессах действуют вредные и опасные производственные факторы. Наиболее вероятные из них будут рассмотрены в рамках данного раздела.

Результаты анализа вредных и опасных производственных факторов представлены в таблице 5.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003–2015.

Таблица 5.1 – Вредные и опасные факторы при сооружении скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Монтаж БУ	Бурение	Испытание	
Повышенный уровень общей и локальной вибрации	+	+	+	ГОСТ 31192.2–2005 ГОСТ 12.1.012–2004 ГОСТ 31319–2006 ГОСТ 12.2.032–78 ССБТ ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ ГОСТ 12.2.003–91 СНиП 23–05–95 ГОСТ 12.4.011–89 ГОСТ 12.4.026–2001 ГОСТ 12.2.003–91 ГОСТ 12.1.003–2014 ГОСТ 12.2.062–81 ПОТ Р М-012-2000
Повышенный уровень шума	+	+	+	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	
Неблагоприятные климатические условия	+	+	+	
Электробезопасность	+	+	+	
Работы на высоте	+	+	+	

5.2.2 Повышенный уровень вибрации

Вибрация, как опасный фактор – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Основными источниками вибрации при сооружении горной выработки являются различные механизмы бурового оборудования, а также вибрации, возникающие от нагрузок при взаимодействии породоразрушающего инструмента с горной породой

(наибольшее проявление на начале строительства скважины). Регламентирует уровень вибрации на рабочем месте ГОСТ 12.1.012–2004.

Согласно ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ, наиболее опасная частота вибрации: 16–250 Гц. У человека при постоянном воздействии развивается вибрационная болезнь, характеризующаяся признаками поражения сосудистой, нервной систем и опорно-двигательного аппарата.

Надежное средство обеспечения вибрационной безопасности: следование правилам, предусмотренным регламентом ведения работ, использование средств защиты, а также периодический контроль оборудования, являющегося источником вибрации.

Различают локальную и общую вибрацию. Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2–2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319–2006.

5.2.3 Повышенный уровень шума

Производственный шум – беспорядочное сочетание звуков разной частоты и тональности, вызывающее неблагоприятные ощущения и последствия у работающих. Это один из наиболее распространенных неблагоприятных физических факторов окружающей среды, приобретающих важное социально-гигиеническое значение, в связи с урбанизацией, а также механизацией и автоматизацией технологических процессов.

Последствия воздействия шума на организм человека:

- головокружение
- повышение кровяного и внутричерепного давления
- нарушение нормальной работы сердца
- повреждения центральной нервной системы
- повреждения органов слухового аппарата

Источниками шума является работающее буровое оборудование; стук в результате неисправности отдельных узлов различных механизмов; выброс

воздуха из пневмоагрегатов, сопровождаемый громким свистом и т. д. Предельно допустимые значения уровня шума на рабочих местах регламентируются в ГОСТ 12.1.003–2014.

5.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно соответствовать СНиП 23–05–95 "Естественное и искусственное освещение". Освещению подлежат все рабочие места внутри буровых укрытий, а также территория буровой в пределах расположения оборудования, культбудок и помещений для отдыха и приема пищи. В осветительную систему буровой входят: распределительные устройства, к которым подключается сеть освещения, пакетные выключатели, электропроводка, осветительная арматура и светильники. Электропроводка для освещения буровых ведется двумя цепями: одна цепь включает освещение вышки и расположенного на ней оборудования, а другая – освещение остального оборудования и площадок. Нормы освещенности для буровой установки представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Нормы освещенности буровой установки

Рабочее место	Норма освещенности, лк
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Превенторная площадка	75
Маршевые и вертикальные лестницы, приемные мостки, порталы	10

5.2.5 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

На всех этапах ведения работ на буровой установке существует риск получить физический вред движущейся частью машин и механизмов, вплоть до летальных последствий. Потому настолько важно соблюдать регламенты и нормы на опасном производстве.

Из регламента работы с движущимися механизмами ГОСТ 12.2.003–91: материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм; конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения; конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих; производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным; движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование; элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

Согласно ГОСТ 12.4.011–89, все рабочие, во избежание травм, снабжаются спецодеждой: защитная каска, защитные очки, защитные перчатки, сапоги.

ГОСТ 12.2.062–81 регламентирует нормы установки защитных ограждений производственного оборудования, предназначенных для защиты работающих от опасности, создаваемой движущимися частями производственного оборудования, изделиями, заготовками и материалами,

отлетающими частицами обрабатываемого материала и брызгами смазочно-охлаждающих жидкостей.

Согласно ГОСТ 12.4.026–2015 инструкции и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, вывешиваются на рабочих местах, а также используются сигнальные цвета.

5. Работы на высоте

К работам на высоте относятся работы: где существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более; при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75 градусов; при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от не ограждённых перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м; существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, выступающими предметами.

Согласно ПОТ Р М-012-2000 обеспечиваются следующие меры безопасности: производить работы в опасной зоне без страховочных ограждений, только с использованием предохранительных поясов или страховочных систем, отвечающих требованиям безопасности (исключается использование самодельных средств); запрещается выполнять работу в одиночку; работник обязан находиться в зоне видимости других работников; для перехода рабочего с одного места на другое необходимо применять переходные мостики, имеющие ограждение не менее 1,1 м; весь ручной инструмент должен быть застрахован от падения.

5.2.6. Неблагоприятные климатические условия

Микроклимат на рабочем месте регламентирует СанПиН 2.2.4.548–96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

Укрытия буровых установок предназначены для защиты оборудования и персонала буровых установок от негативных климатических условий. В зимний период применяют следующие средства коллективной защиты: система отопления рабочих помещений, оборудованные места для обогрева и отдыха, чередование труда и отдыха (обогрева), приостановка работ при неблагоприятных условиях. Для индивидуальной защиты от неблагоприятных климатических условий в холодный период используется зимняя форма спецодежды.

В теплые времена года принимаются следующие меры: проветривание и кондиционирование рабочих помещений, обеспечение работников чистой питьевой водой, оборудованные места отдыха с нормализованной температурой, защитные конструкции от осадков.

5.3 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

На стадии разработки предпроектной документации необходимо проанализировать информацию об уровне потенциальной природной геологической, геодинамической опасности состояния недр, формах ее возможной реализации в процессе бурения, опробования, ликвидации, консервации скважин на всех стадиях их строительства; токсичности компонентов пластовых смесей и загрязняющих веществ, используемых и/или образующихся в технологическом цикле, путях распространения их во всех компонентах экосистем, включая природно-технические системы недр, образующиеся при строительстве подземных сооружений.

Оценка степени риска при строительстве скважин проводится на основе нормативно-методических документов, существующей в регионе базы данных, экспертных оценок специалистов, научных разработок специализированных учреждений.

Загрязняющие вещества содержатся: в пластовых флюидах, в горючесмазочных материалах, топливе для котельной и продуктах сгорания топлива при работе ДВС, котельной, автотранспорта, спецтехники; в газах и продуктах их сгорания при разгрузке подземных емкостей, больших и малых хранилищ нефтепродуктов; в материалах для приготовления и утяжеления буровых и цементных технических суспензий; нейтрализации сероводорода и обработки ствола скважины кислотными, силикатными, эмульсионными и другими средами; в технических жидкостях - буровых и тампонажных, буферных; буровых сточных водах и шламе; суспензиях для консервации скважин и вызова притока.

Воздействие процесса производственной деятельности в сочетании с активизацией опасных природных экзогенных и эндогенных геодинамических явлений на объекты окружающей среды (атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почву, микробиоту, растительный, животный мир и человека) происходит при несанкционированном (сверхнормативном) допуске поступления загрязняющих веществ от источников выбросов вредных веществ в природные объекты и/или неадекватности заложенных в проекте технических и технологических решений уровню приемлемого риска (техноемкости, устойчивости природной среды).

Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу на разных этапах строительства скважин представлена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу на разных этапах строительства скважин

Наименование этапов работ	Источники выделения вредных веществ в атмосферу	Перечень вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу	Примечания
1 Этап. Строительно-монтажные работы (Планировка и обустройство площадки под буровую, установка вышки и оборудования, продуктопроводов и т.д.)	Транспорт, спецтехника, ДЭС, материалы (цемент и пр.), емкости хранения ГСМ, сварочные работы	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (дизельное топливо), сажа, диоксид серы, глинопорошок, цемент, КМЦ, недифференцированный остаток, окись марганца, окись хрома, фториды бенз(а)пирен, фтористый водород	
2 Этап. Бурение, крепление	ДЭС, ДВС, транспорт (ДВС), емкости ГСМ, емкости мазута, котельная (котлы), материалы, циркуляционная система, шламовый амбар	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды, сажа, диоксид серы, глинопорошок, цемент, барит, КМЦ, бенз(а)пирен, сероводород, сажа	При использовании бурового оборудования с электроприводом перечень выбрасываемых в атмосферу веществ значительно уменьшится
3 Этап. Испытание скважины (сжигание газа на факеле)	Сепаратор (факел), ДЭС, котельная (котлы), емкости ГСМ, склад материалов и реагентов, транспорт	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), сажа, бенз(а)пирен, диоксид серы, углеводороды	
4 Этап. Демонтаж установки, консервация и ликвидация скважины	Транспорт, ДЭС, газорезательный аппарат, емкости хранения ГСМ, котельная, циркуляционная система, шламовый амбар, превенторный амбар и т.д.	Оксид углерода, оксиды азота, углеводороды (метан), углеводороды (дизельное топливо и бензин), сажа, бенз(а)пирен, диоксид серы, сероводород, цемент, пыль (барит)	Выделение сероводорода возможно при консервации и ликвидации скважин в период строительства

Таким образом, рекомендуется следовать плану ведения работ и осуществлять контроль за исправностью компонентов циркуляционной, очистной систем буровой установки, а также элементов противовыбросового оборудования и складов ГСМ во избежание течи и выброса загрязняющих, вредных экологии веществ. По окончании буровых работ оборудование и железобетонные покрытия демонтировать и вывезти, остатки дизельного топлива и моторного масла сжечь, буровой раствор вывезти, нарушенный растительно-почвенный покров закрыть дерном и почвенным слоем. Провести биологическую рекультивацию – озеленение.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Во время ведения работ по строительству скважин возможно возникновение различных ЧС как техногенного, так и природного характера: пожары, ГНВП, открытое фонтанирование, взрывы, нападение диких животных.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Красноярский край) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее опасная ЧС – ГНВП, так как может привести к открытому фонтанированию.

5.4.1 Открытое фонтанирование флюида из скважины

Фонтаны из нефтяных и газовых скважин являются крупнейшими авариями, и их часто относят к стихийному бедствию, парализующему нормальную работу предприятия, а чаще компании и даже отрасли. Нередко открытое фонтанирование (ОФ) скважин приводит к гибели людей, уничтожению самих скважин, бурового оборудования и бурильного инструмента, пропадает огромное количество продукции, выбрасываемой фонтанирующей струей. Открытые фонтаны представляют большую угрозу не только нефтепромысловым сооружениям, но и населенным пунктам и промышленным комплексам, расположенным в районе аварийного объекта.

Таким образом, очень важно принять все меры по предупреждению ГНВП:

- Не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных ГТН.

- Долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить не периодический, а непрерывный характер, для чего на нагнетательной линии следует иметь отвод для присоединения гибкого шланга или специальную емкость для произвольного стока бурового раствора или использовать дозаторы.

- Цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, чтобы обеспечить надежную герметизацию устья при борьбе с газо-, нефте- и водопроявлениями.

- При снижении плотности глинистого раствора более чем на 20 кг/м³ (0,02 г/см³) необходимо принимать немедленные меры по его восстановлению.

- Необходимо иметь запас раствора. На скважинах, в которых предполагается вскрывать зоны с возможными газонефте-проявлениями, а также продуктивные горизонты на вновь разведываемых площадях и объектах; на

месторождениях с АВПД буровая установка до начала бурения должна быть обеспечена емкостями с запасным буровым раствором.

– Так как колебания давления при спускоподъемных операциях зависят от зазора между бурильной колонной и стенками скважины, следует избегать применения компоновок нижней части бурильной колонны с малыми зазорами.

– Колонну бурильных труб необходимо поднимать только после тщательной промывки скважины при параметрах раствора, соответствующих установленным ГТН. Промывать скважину следует при условии создания максимально возможной подачи насосов и при вращении бурильной колонны.

– Если при подъеме бурильных труб уровень раствора в затрубном пространстве не снижается, то это указывает на возникновение эффекта поршневания. В подобном случае бурильную колонну необходимо спустить ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе приведены этапы проектирования вертикальной разведочной нефтяной скважины глубиной 2620 метров, предложены технические решения для безаварийного ведения бурения, в том числе на интервале с аномально высоким пластовым давлением.

Проанализировав горно-геологические условия и построив график совмещенных давлений по исходным данным, определено количество обсадных колонн. В данном случае направление не проектируется. Такое решение приведет к значительной экономии капитальных вложений, а именно затрат на ОК, цемент, долото, буровой раствор.

Исходя из предполагаемого дебета проектируемой скважины определены диаметры ОК, затем подобраны диаметры долот для бурения всех отдельно обсаживаемых интервалов. Конструкция спроектирована следующая: эксплуатационная колонна, глубина спуска 2620 м – $D_{ЭК} = 323,9$ мм, $D_{дол}^{ЭК} = 393,7$ мм; техническая колонна, глубина спуска 1450 м – $D_{ТК} = 244,5$ мм, $D_{дол}^{ТК} = 295,3$ мм; кондуктор, глубина спуска 1300 м – $D_{К} = 323,9$ мм, $D_{дол}^{К} = 393,7$ мм. Для бурения всех интервалов были выбраны PDC долота для обеспечения быстрой проходки и бурения по твердым абразивным породам.

Спроектированы параметры режимов бурения. КНБК подобраны и рассчитаны на прочность, спроектированы гидравлические показатели промывки в программе Бурсофт-проект. Для обеспечения качественного выноса шлама, а также очистки долота на забое и оптимальной подачи промывочной жидкости выбраны буровые насосы УНБТ-1180.

Подобран тип бурового раствора для бурения каждой колонны, рассчитаны их необходимые параметры и количество реагентов для приготовления с учетом запаса на возможные случаи осложнений.

Подобраны оптимальные параметры обсадных колонн – толщина стенок, группа прочности, тип замкового соединения. Эксплуатационная колонна спроектирована в одну секцию, так как при подборе параметров

обсадной колонны на интервале продуктивного пласта и на всю длину выбраны обсадные трубы группы прочности Д, толщиной стенки 10,4 мм с типом резьбового соединения ОТТМ. Те же группа прочности и тип резьбового соединения подобраны для обсадных труб остальных колонн. Толщина стенок обсадных труб для технической колонны 7,9 мм, для кондуктора 11 мм. Подобраны плотности и рецептуры для жидкостей цементирования.

При проектировании процессов испытания скважины была выбрана жидкость глушения для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления – водный раствор соли NaCl плотностью 1391 кг/м³, в количестве 101,4 м³. Тип перфоратора выбран кумулятивный, способ спуска перфоратора на НКТ.

Выбрано устьевое оборудование для бурения и эксплуатации скважины: ОКО1-21-178x245 К1, ОП5-280/80x21, АФ3-80/65x35.

В работе представлены некоторые типы ситогидроциклонных сепараторов, применяемых при бурении нефтяных и газовых скважин, проведен сравнительный анализ эффективности работы вибросит и гидроциклонов, входящих в их конструкцию и выбран наиболее продуктивный вариант – линейный ситогидроциклонный сепаратор ЛСГС.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

В работе учтены действующие Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкции и регламенты в области строительства скважин, приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико–экономических показателей при строительстве скважины с учетом промышленной и экологической безопасности.

Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.
2. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018.
3. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
4. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001.
5. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>
6. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
7. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
8. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
9. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда.
Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016.
10. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
11. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

- 12.ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.
- 13.ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
- 14.ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 15.«Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).
- 16.ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.
- 17.ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
- 18.ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
- 19.РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
- 20.Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».
- 21.ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
- 22.Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».
- 23.ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11с.
- 24.ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда.

Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.

25.ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

26.«Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

27. Буровой портал Drillings.ru, <http://www.drillings.ru/lsgs>

28.Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

Приложение А

Таблица А.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0–1045	1,3
1045–1350	1,25
1350–2140	1,2
2140–2850	1,15

Таблица А.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промысловой классификации	Абразивность
0-455	К	9,5
455-650	Т	5
650-1045	С	2
1045-2205	К	6
2205-2440	ОК	7,5
2440-2850	К	9

Таблица А.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, кгс/см ² на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
1	2	3	4	5
Р-С	0	1300	0,012	0,014
Е				
Е _{1-2an}				
Е _{1bls2}	1300	1450	0,017	0,019
Е _{1bls1}	1450	2500	0,012	0,017
V-E _{1 tt}				
V osk				
V vn	2500	2850	0.013	0.019

Таблица А.4 – Данные о продуктивных пластах

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м ³ (для газа -относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сутки	Давление насыщения, МПа
	от	до				
БВ ₈	2550	2590	нефть	691	370	15

Таблица А.5 – Основные осложнения, встречающимися в разрезе скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Р-С	80	445	Поглощение
Е ₁ an	850	1045	
Р-С	0	80	Осыпи и обвалы
Е ₁ bls ₂	1105	1350	
V vn	2535	2650	
Р-С	50	300	Водопроявление
Е ₁₋₂ an	650	1045	
V ₁ vn	2590	2662	Нефтепроявление
V vn	2550	2590	

Приложение Б

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под кондуктор (0-1300 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	БИТ 393,7 В713 УСВ.933-01	0,53	393,7	-	3-177	Ниппель	0,175
2	Переводник П177/171	0,7	229	101	3-177	Муфта	0,18
					3-171	Ниппель	
3	2-КА393,7 СТК	0,8	203	80	3-171	Муфта	0,26
					3-171	Ниппель	
4	Переводник М171/Н152	0,53	225	89	3-171	Муфта	0,123
					3-152	Ниппель	
5	ДГР1- 240.7/8.55	10,225	240	-	3-152	Муфта	2,7
					3-177	Муфта	
6	Переводник М171/Н177	0,7	235	101	3-177	Ниппель	0,1
					3-171	Муфта	
7	УБТ С2-229	8	229	90	3-171	Ниппель	2,18
					3-171	Муфта	
8	УБТС2-203	8	203	76	3-171	Ниппель	1,723
					3-171	Муфта	
9	Переводник М133/Н171	0,7	203	100	3-171	Ниппель	0,15
					3-133	Муфта	
10	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	39,642
					3-133	Муфта	
11	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
12	ВБТ 14014	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.2– КНБК для бурения секции под техническую колонну (1300-1450 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	У10 – 295,3 ST – 4 ТК	0,34	295,3	-	3-152	Ниппель	0,084
2	Переводник М152/Н152	0,5	203	101	3-152	Муфта	0,054
					3-152	Ниппель	
3	1-КА 295,3 СТК	0,4	203	101	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
4	Переводник Н152/Н152	0,52	203	100	3-152	Ниппель	0,111
					3-152	Ниппель	
5	ДГР1- 240.3/4.60	9,72	240	-	3-152	Муфта	2,072
					3-171	Муфта	
6	УБТ С2-203 (5шт)	40	203	76	3-171	Ниппель	8,6
					3-171	Муфта	
7	Переводник М133/Н171	0,7	203	100	3-171	Ниппель	0,1
					3-133	Муфта	
8	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	43,644
					3-133	Муфта	
9	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
10	ВБТ 14014	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.3 – КНБК бурения секции под эксплуатационную колонну (1450-2620 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	У9 – 215,9 ST – 3 ТК	0,26	215,9	-	3-117	Ниппель	0,024
2	Переводник М117/Н117	0,7	165	76	3-117	Муфта	0,04
					3-117	Ниппель	
3	1-КС 215,9 СТ	0,5	146	78	3-117	Муфта	0,07
					3-117	Ниппель	
4	ДГР1-172.5/6.61	8,629	178	-	3-117	Муфта	1,123
					3-147	Муфта	
5	УБТ С1-178 (5шт)	60	178	80	3-147	Ниппель	9,360
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133/Н147	0,54	178	89	3-147	Ниппель	0,079
					3-133	Муфта	
7	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	79,591
					3-133	Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
9	ВБТ 14014	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна при бурении эксплуатационной колонны (2540–2600 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	У9-215,9/101,6 SC-2 ТК	0,29	215,9	101,6	3-161	Муфта	0,014
2	СК-172-100 РС	16,04	178	103	3-161	Ниппель	1680
					3-133	Муфта	
3	Переводник П147/133	0,54	178	89	3-133	Ниппель	0,079
					3-147	Муфта	
4	УБТС2-178	18	178	71	3-147	Ниппель	2,808
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133/Н147	0,54	159	89	3-147	Ниппель	0,177
					3-133	Муфта	
6	ПК-127х9,19 Е	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	
					3-133	Муфта	
7	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
8	ВБТ 14014	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.5 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

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	2620	ПК-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-162	2549	79,59	90,28	1,48	1,55

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 кондуктор									
0	1300	БУРЕНИЕ	0,44	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	10	9,5	91,3	407,2
Под техническую колонну									
1300	1450	БУРЕНИЕ	1,78	0,079	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	10	9*4 шт; 9,5*6 шт.	80	360,2
Под эксплуатационную колонну									
1450	2620	БУРЕНИЕ	1,11	0,095	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	5*5 шт; 10*4 шт.	84,5	205,9
Отбор керна									
2540	2600	Отбор керна	0,65	0,062	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	98,9	3,42

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)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	1300	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	0,9	170	247,5	0,85	116	32,34	64,68
1300	1450	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	0,9	150	316,8	0,85	125	27,2	54,4
1450	2620	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	0,9	170	247,5	0,85	125	34,85	34,85
2540	2600	Отбор керна	УНБТ-1180	1	0,9	170	145	0,85	65	20	20

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	1300	БУРЕНИЕ	197,2	63	21,9	100,3	2	10
1300	1450	БУРЕНИЕ	217,8	66,2	17,7	119,5	4,3	10
1450	2620	БУРЕНИЕ	186,3	59,1	33,3	67,7	16,3	10
2540	2600	Отбор керна	76,4	13,0	0	38,0	23,4	2,0

Приложение Г

Таблица Г.1 – Компонентный состав минерализованного глинистого раствора под кондуктор

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Каустическая сода	0,4
Кальцинированная сода	1
Бентонит	80
ПАЦ НВ	9
ПАЦ ВВ	4
NaCl	25
Гаспен-Силикон	0,2
Барит	89

Таблица Г.2 – Технологические свойства минерализованного глинистого раствора под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,28
Условная вязкость, с	25-60
Содержание песка, %	<0,5
Пластическая вязкость, сПз	10-25
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5
рН	8-9

Таблица Г.3 – Компонентный состав минерализованного глинистого раствора под техническую колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Каустическая сода	0,4
Кальцинированная сода	1
Бентонит	90
ПАЦ НВ	9
ПАЦ ВВ	4
NaCl	25
Гаспен-Силикон	0,2
Барит	1039,5

Таблица Г.4 – Технологические свойства минерализованного глинистого раствора под техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,8
Условная вязкость, с	25-60
Содержание песка, %	<0,5
Пластическая вязкость, сПз	10-25
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5
рН	8-9

Таблица Г.5 – Компонентный состав минерализованного глинистого раствора под эксплуатационную колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Каустическая сода	0,4
Кальцинированная сода	1
Бентонит	80
ПАЦ НВ	9
ПАЦ ВВ	4
NaCl	25
Гаспен-Силикон	0,2
Барит	89

Таблица Г.6 – Технологические свойства минерализованного глинистого раствора под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,39
Условная вязкость, с	25-60
Содержание песка, %	<0,5
Пластическая вязкость, сПз	10-25
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5
рН	8-9

Таблица Г.7 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2620 м

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	393,7	-	1,3	205,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =1,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =121,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =5,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =379,3
Объем раствора к приготовлению:						V _з =617,2
Тех. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
1300	1450	150	295,3	305,9	1,2	106,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,044
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =5,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =3,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =160,6
Объем раствора к приготовлению:						V _з =194,7
Эксп. 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					
1450	2620	1170	215,9	226,5	1,2	109,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =29,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =7,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =260,5
Объем раствора к приготовлению:						V _з =258,9

Таблица Г.8 – Регламент контроля параметров бурового раствора по интервалам бурения

Параметр	Ед. изм.	Приборы и оборудование	Периодичность контроля параметров		
			Кондуктор	Тех. колонна	Эксп. колонна
Плотность бурового раствора ρ	г/см ³	Рычажные весы-плотномер	1 раз/0,5 час	Раз/10-15 мин	1 раз/0,5 час
Условная вязкость T	Сек/кварта	ВБР-2	1 раз/0,5 час	Раз/10-15 мин	1 раз/0,5 час
Показатель фильтрации Φ_{30}	См ³ /30 мин	фильтр-пресс API	1–2 раза в смену	1 раз/час	1–2 раза в смену
Статическое напряжение сдвига $\theta_{10/10}$	Фунты/100 кв. фунтов	вискозиметр OFITE 800	1–2 раза в смену	1 раз/час	1–2 раза в смену
Пластическая вязкость $\mu_{пл}$	сП, мПа*с	вискозиметр OFITE 800	2 раз/сут	2 раз/сут	2 раз/сут
Динамическое напряжение сдвига τ_0	Фунты/100 кв. фунтов	вискозиметр OFITE 800	2 раз/сут	2 раз/сут	2 раз/сут
Содержание песка в буровом растворе Π	%	ОМ-2	2 раза в смену	2 раза в смену	2 раза в смену
Показатель химической активности pH	-	pH-метр	1 раз/4 час	1 раз/4 час	1 раз/4 час
Показатель содержания хлора Cl	кг/м ³	аргентометрическим методом	1 раз/2 сут	1 раз/2 сут	1 раз/2 сут
Толщина фильтрационной корки K_f	мм	Штангенциркуль с глубиномером	2 раза в смену	2 раза в смену	2 раза в смену
Показатель содержания хлора Cl	кг/м ³	аргентометрическим методом	2 раза/неделя	2 раза/неделя	2 раза/неделя

Таблица Г.9 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Кондуктор		Тех. колонна		Экс. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	151,7	6,1	64,3	2,6	104,2	4,1677	320,1	13
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	25	379,3	15,2	160,6	6,4	260,5	10,419	800,3	33
Бентонит	Структурообразователь	900	30342,8	33,7	14451,1	16,1	20838,7	23,154	65632,5	73
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	3413,6	136,5	1445,4	57,8	2344,5	93,78	7203,5	289
ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25	1517,1	60,7	642,3	25,7	1041,9	41,677	3201,3	129
NaCl	Предотвращение растворения солей	800	9482,1	11,9	4014,2	5,1	6512,1	8,1401	12043,4	26
Гаспен-Силикон	Предотвращение пенообразования	20	75,9	3,8	32,1	1,6	52,1	2,6048	160,1	9
Барит	Регулирование плотности, кальматация каналов	1000	33757	33,8	166943,7	166,9	23184,5	23,185	223885,2	234

Приложение Д

Таблица Д.1 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, ли-ний передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1:	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4:	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17412
Итого по главе 5:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 1-2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6:	12764
Итого по главам 1-6:	416414
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292

Продолжение таблицы Д.1

1	2
Итого по главе 7:	68292
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8%)	38776
Итого по главе 8:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6%)	24080
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9%)	15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8%)	9422
Лабораторные работы (0,15 %)	256 123
Топографо-геодезические работы	4771
Скважины на воду	
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1-9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 %)	1047
Итого по главе 10	1047
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 %)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612138
С учетом коэффициента удорожания $k=74,12$ к ценам 1985 г.	45371669
НДС 20%	9074334
ВСЕГО с учетом НДС	54446003

Таблица Д.2 – Линейно-календарный график работ

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

Условные обозначения к таблице Д.2:

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

Таблица Д.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30,4%	-	-	157,05						
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Социальные отчисления, 30,4%	-	-	-	-	4,62	-	81,08	-	275,59
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Социальные отчисления, 30,4%	-	-	24,2	-	0,66	-	11,68	-	39,68
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52
Материалы и запасные части при тур-бинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,93	1646,85	6,56	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секци-онный), сут	16,12	-	-	0,11	1,77	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 сек-ционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,93	475,98	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двига-тель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	6,56	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к буре-нию, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	11,04	1,93	193,77	6,56	658,62

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запча-стей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8447,65		2355,48		12672,11		24923,54
Затраты, зависящие от объема работ									
393,7 PDC	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
У10 – 295,3 ST	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
У9 – 215,9 ST	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,944		747,883		5187,779		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8447,65		2535,42		13419,99		30111,32		
Всего по сметному расчету, руб	55252,38								

Таблица Д.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,11	0,73	100,88	1,47	203,14
Социальные отчисления, 30,4%	-	-	6,72	-	30,67	-	61,75
Оплата труда дополнительного сле-саря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,18	0,73	14,53	1,47	29,25
Социальные отчисления, 30,4%	-	-	0,97	-	4,42	-	8,9
Содержание средств контроля, дис-петчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,43	0,73	20,20	1,47	40,67
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,21	0,73	5,50	1,47	11,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,46	0,73	184,59	1,47	371,70

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в экс-плуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставоч-ном тарифе, сут	100,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	24,76	1,47	49,86
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-323,9, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-244,5, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-177,8 шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295, шт	25,4	-	-	16	406,4	-	-
Центратор ЦЦ-177,8/191-216, шт	18,7	-	-	-	-	50	935
ЦКОДМ-244,5, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОДМ-177,8, шт	105	-	-	-	-	1	105

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-177,8, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Головка цементирующая ГЦУ-244,5	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-177,8	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			754,21		7238,35		10777,39
Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 323,9x9,5, м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5x8,9 м	28,53	-	-	800	22824	-	-
Обсадные трубы 177,8x8 м	25,41	-	-	-	-	80	2032,8
Обсадные трубы 177,8x8,0 м	23,67					10	236,7
Портландцемент тампонажный ПЦТ-II -50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный рас-твор ПЦТ-III-об(4)-50, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный рас-твор ПЦТ-II-50, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18

Продолжение таблицы Д.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса , т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат, зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			2573,2	25538		55704,92	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			3327,41	32776,35		66482,31	
Всего по сметному расчету, руб	103324,07						