TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2520 МЕТРОВ НА ГАЗОНЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2520) (571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7В	Айбатов Раиль Зинурович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код результата	Результат освоения ООП
Р1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела
Р2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли
Р3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы
Р4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта
Р5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
Р6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов
Р7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы
Р8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов
Р9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (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
З–2Б7В	Айбатов Раиль Зинурович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на газонефтяном месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-39/с от 08.02.2022

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	– **Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;** – **Обоснование конструкции скважины:** (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – **Углубление скважины:** (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); – **Проектирование процессов заканчивания скважин:** (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); – **Выбор буровой установки;** – **Современное состояние в области бурения на ОК.**
Перечень графического материала *с точным указанием обязательных чертежей*	

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы *(с указанием разделов)*	
Раздел	**Консультант**
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Современное состояние в области бурения на ОК	
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**
З–2Б7В	Айбатов Раиль Зинурович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б7В	Айбатов Раиль Зинурович

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Линейный график выполнения работ
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сметный расчет стоимости выполняемых работ; сводный сметный расчет. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей)***:**	
Линейный календарный график выполнения работ	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШБИП	Кащук И.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7В	Айбатов Раиль Зинурович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б7В	Айбатов Раиль Зинурович

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на газонефтяном месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации	Объект исследования: проектные решения для строительства разведочной вертикальной скважины на газонефтяном месторождении. Область применения: проект на строительство скважины. Рабочая зона: полевые условия. Количество и наименование оборудования рабочей зоны: Роторная площадка: Ротор – 1 шт, Клиновой пневматический захват – 1 шт, Универсальный механический ключ – 2 шт, Автоматический ключ бурильщика – 1 шт, Пульт управления – 1 шт, Крюкоблок – 1 шт. Подсвечник – 2 шт. Вспомогательная лебёдка – 1 шт. Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте: – Федеральные законы и постановления правительства; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	Возможные опасные и вредные факторы при строительстве скважины: – Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего; – Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты; – Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего; – Опасные и вредные производственные факторы,

	связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; − Повышенный уровень вибрации; − Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; − Повышенное образование электростатических зарядов; − Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током; − Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; − Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты: − виброизоляционные элементы одежды; − страховочный трос верхового рабочего; − наушники, вкладыши; − респираторы и противопыльные тканевые маски; − защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	Воздействие на селитебную зону: не оказывается в связи с географией работ. Воздействие на литосферу: отходы бурения (шлам). Воздействие на гидросферу: отходы бурения (буровой раствор, сточные воды). Воздействие на атмосферу: выхлопные газы ДВС, газы от сжигания газа при испытании скважин.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	Возможные ЧС: лесные пожары; газонефтеводопроявления (ГНВП); взрывы; разрушение буровой установки; опасные метеорологические явления. Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление (ГНВП).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7В	Айбатов Раиль Зинурович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 102 страницы, 13 рисунков, 33 таблицы, 48 источников литературы и 4 приложения.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2520 метров на газонефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2520 метров на газонефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть современное состояние в области бурения на обсадной колонне.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

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

Сокращения

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

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

СБТ – стальная бурильная труба;

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементировочный агрегат;

ОК – обсадная колонна;

СВП – силовой верхний привод;

РУС – роторно управляемая система.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ..... 13
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ... 14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины 14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади). 15
1.3 Зоны возможных осложнений 15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА 17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины..... 17
2.2 Проектирование конструкции скважины 17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя..... 17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений..... 17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 17
2.2.4 Выбор интервалов цементирования..... 19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 20
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн 20
2.3 Проектирование процессов углубления скважины 20
2.3.1 Выбор способа бурения..... 20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента 21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото..... 22
2.3.4 Расчет частоты вращения долота 22
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора..... 23
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя 24
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны 25
2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов..... 28
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины 32
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна 35
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины 35

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность 35
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн 40
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины 41
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин 44
2.5 Выбор буровой установки 46
3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ В ОБЛАСТИ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ» 48
3.1 Преимущества применения технологии 48
3.2 Бурение с неизвлекаемой компоновкой 49
3.3 Бурение с извлекаемой компоновкой 52
3.4 Оборудование на поверхности 54
3.5 Решаемые с помощью технологии задачи 54
3.5.1 Применение технологии бурении на обсадных трубах в многолетнемерзлых породах Бованенковского месторождения 54
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 59
4.1 Планирование исследовательских работ 60
4.2 Расчет сметной стоимости строительства скважины в нефтегазовой отрасли 63
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 66
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ... 66
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства 66
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 68
5.2 Производственная безопасность 68
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов 68
5.3 Экологическая безопасность 72

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях..... 73
5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин 73
5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС. 75
Выводы..... 75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ..... 77
Список использованной литературы 78
Приложение А 83
Приложение Б..... 90
Приложение В 94
Приложение Г..... 102

ВВЕДЕНИЕ

Строительство разведочных скважин – важный этап при проектировании разработки месторождений нефти и газа. При проектировании таких скважин зачастую приходится сталкиваться с недостатком информации о разрезе, что отражается на проектных решениях. Например, для уменьшения вероятности возникновения осложнений и аварий необходимо предусмотреть специальные мероприятия.

Согласно горно-геологическим условиям разрез скважины представлен доломитами, алевролитами, известняками, ангидритами, пластами каменной соли и интрузиями долеритов. Данные породы имеют твердость от средних до крепких, что накладывает ограничения на выбор породоразрушающего инструмента. В разрезе представлены четыре нефтеносных и один газоносный пласт, которые оказывают влияния на конструкцию скважины.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2520 м на газонефтяном месторождении с учетом данных горно-геологических условий.

В качестве специального вопроса в работе проводится анализ современного состояния отрасли в области бурения на обсадной колонне. Данная технология является противопоставлением традиционному способу бурения и последующего спуска обсадной колонны.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Коэффициенты кавернозности представлены в таблице 1.1 Механические свойства горных пород представлены в таблице 1.2. Механические свойства горных пород представлены в таблице 1.2. Градиенты давлений представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-481	1,18
481-486	1,10
486-568	1,02
568-742	1,10
742-1026	1,05
1026-1126	1,03
1126-2146	1,05
2146-2212	1,02
2212-2246	1,05
2246-2290	1,12
2290-2350	1,06
2350-2360	1,04
2360-2378	1,02
2378-2430	1,04
2430-2478	1,07
2478-2534	1,05

Таблица 1.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промысловой классификации	Абразивность
0-481	М-С	-
481-486	СТ	-
486-568	К	-
568-2146	СТ	-
2146-2212	К	-
2212-2246	СТ	-
2246-2360	Т	-
2360-2378	К	-
2378-2534	Т	-

Таблица 1.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, МПа на 100 м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
$Є_{2-3}$ ev	0	481	0,932	1,58
$Є_{1-2}$lit	481	742	0,981	1,58
T_1	486	568	0,981	1,68
$Є_{1-2}$lit	568	742	0,981	1,58
$Є_1$ an	742	1026	0,922	1,64
$Є_1$bul	1026	1126	0,922	1,67
$Є_1bls_2$	1126	1452	0,951	1,67
$Є_1bls_1$	1452	1696	0,961	1,67
$Є_1$us	1696	2058	0,961	1,68
$Є_1$us(os)	2058	2146	1,010	1,69
T_2	2146	2212	0,941	1,68
$Є_1$us	2212	2246	0,961	1,68
V-$Є_1$tt	2246	2290	0,961	1,69
Vsb-Vktg	2290	2360	0,912	1,67
T_2	2360	2378	0,912	1,68
Vktg	2378	2430	0,912	1,67
R	2430	2534	0,892	1,68

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Нефтегазоность по разрезу скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Нефтегазоность по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м^3 (для газа - относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м^3/сутки (для газа – тыс. м^3/сутки)	Давление насыщения, МПа
	от	до				
Vosk(B-VIII)	2436	2449	нефть	702	5-145	21,0
Vosk (B-IX)	2453	2467	нефть	702	5-80	21,0
Vvn (B-1)	2467	2478	нефть	702	5-80	21,2
P1-2	2478	2485	нефть	701	10-660	21,0
Vosk	2430	2436	газ	0,76	10-250	-

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
$Є_{2-3}$ev	0	481	Поглощение БР до полного. Слабая сцементированность терригенных пород
$Є_1$ an	742	1026	Поглощение БР частичное до 20 м3/ч. Трещиноватая эндоконтактовая зона долеритов
$Є_1$ us	1696	2246	Поглощение БР частичное до 20 м3/ч. Трещиноватая эндоконтактовая зона долеритов
R	2478	2493	Поглощение БР до полного. Вскрытие в кровле рифея зоны интенсивного палеокарстования, превышение гидростатических давлений над пластовыми
$Є_{2-3}$ev	0	481	Водопроявление характеризующееся увеличением объема и изменением параметров промывочной жидкости
$Є_1$us(os)	2058	2146	Водопроявление характеризующееся увеличением объема и изменением параметров промывочной жидкости
R	2478	2485	Нефтепроявление. характеризующееся пленками нефти, переливом БР на устье скважины, увеличение объема БР в приемных емкостях, увеличением водоотдачи
R	2485	2493	Водопроявление характеризующееся увеличением объема и изменением параметров промывочной жидкости
$Є_{2-3}$ev	0	481	Прихватоопасная зона характеризующаяся сужением ствола скважины из-за образования фильтрационной корки; образование сальников

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

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

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2.1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложнений на 10 м. Так как в моей скважине 30 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 40 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти, возможных осложнений. Так как исходя из расчетов (Таблица 2.1), минимальная глубина спуска более 1400 м, было принято решение спускать кондутор на 1080 м., и дополнительно спроектировать техническую колонну, глубиной спуска до 2250 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м на каждые 1000 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2520 м.

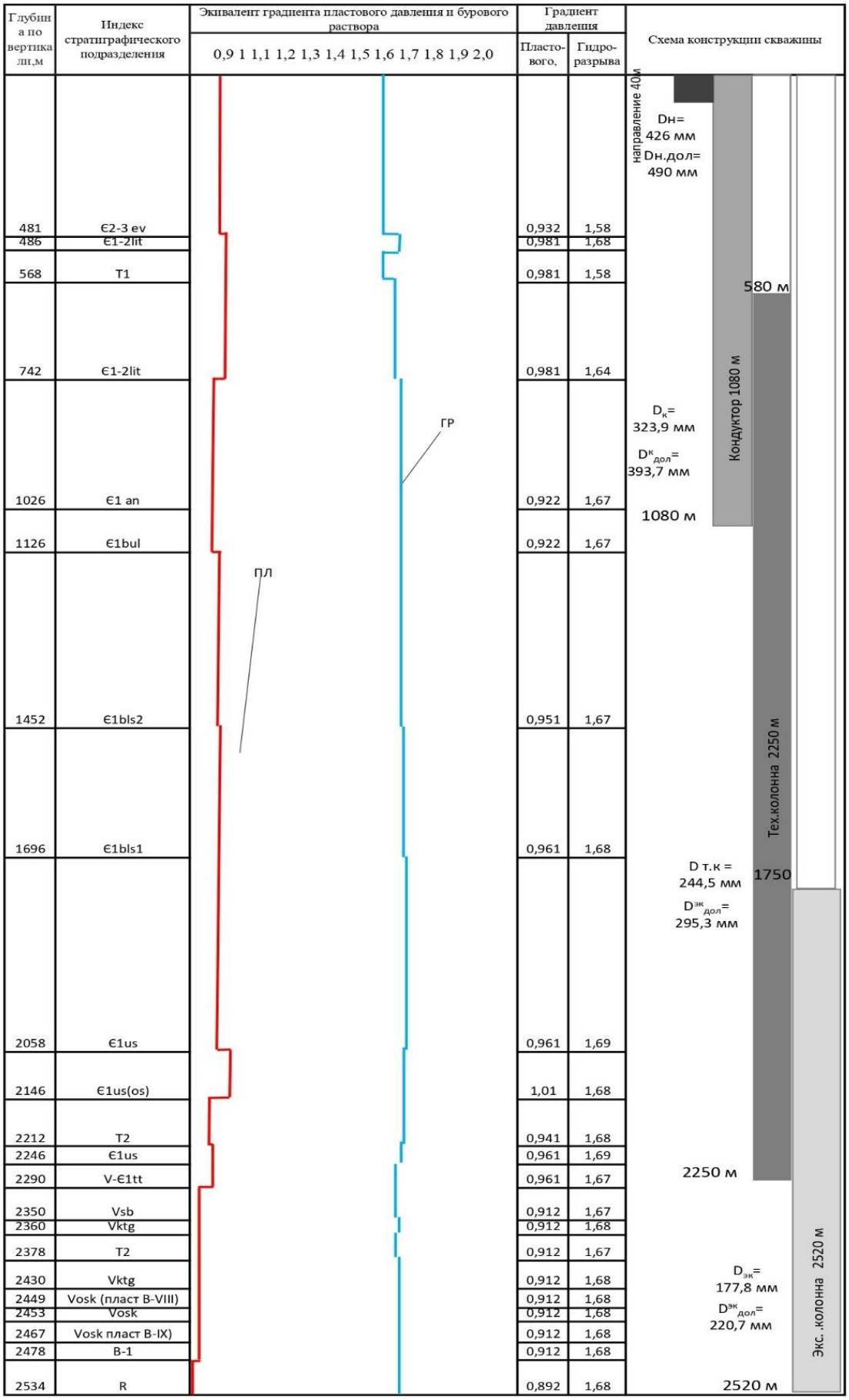

Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	Vosk (B-VIII)	Vosk (B-IX)	Vvn (B-1)	P1-2	Vosk
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	2436	2453	2467	2478	2430
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см^2/м ($Г_{пл}$)	0,0912	0,0912	0,0912	0,0892	0,0912
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см^2/м ($Г_{грп}$)	0,168	0,168	0,168	0,168	0,168
Плотность нефти, кг/м^3 ($\rho_н$)	0,702	0,702	0,702	0,701	-
Относительная плотность газа по воздуху, (y=)	-	-	-	-	0,76
Расчетные значения					
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($Р_{пл}$)	222,16	223,71	224,99	221,04	221,62
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм (Ргр)	-	-	-	-	221,76
Значение параметра e^s	-	-	-	-	1,09
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	-	-	-	-	203,68
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м (Lконд min) Требуемый запас	1440	1450	1460	1440	1320
Принимаемая глубина, м	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м (Lконд min)	1460				

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 40 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1080 м.

Техническую колонну цементируют с учетом перекрытия предыдущий колонны на высоту не менее 150м для нефтяных скважин и не менее 500м для газовых, т.к. в данной скважине имеется газоносный пласт, то интервал цементирования составляет 580м-2250м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1750м-2520м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 220,7 мм.

Диаметр технической колонны составляет 244,5 мм. Для данного диаметра технической колонны соответствует долото диаметром 295,3 мм.

Диаметр кондуктора составляет 323,9 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

Диаметр колонны составляет 426 мм, а диаметр долота 490 мм.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 22,32 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП-6 350/80х35 (350 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ (обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна).

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колону выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	40	Роторный
40	1080	ВЗД
1080	2250	ВЗД
2250	2520	ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направление и PDC для интервалов 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 и калибраторов приведены в таблицах 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-1080	1080-2250	2250-2520
Шифр долота		490 С-ЦВ (213С) ГЛУБУР	БИТ 393,7 В 419 ТСР	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 220,7 ВТ 416 УЕ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	220,7
Тип горных пород		С	СТ+К	СТ+К	Т+К
Присоединительная резьба	ГОСТ	З-171	З 171	З 152	З 117
	API	6 5/8 FH	6 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,6	0,45	0,39	0,385
Масса, кг		300	100	70	40
Нагрузка, тс (G)	Рек.	17-34	2-10	2-10	2–10
	Макс.	34	12	10	10
Частота вращения, об/мин (n)	Рек.	40–600	80-400	80-440	60–400
	Макс.	600	400	440	400

Таблица 2.4 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-1080	1080-2250	2250-2520
Шифр калибратора		КЛС 3-К490,0 СТ М171/Н171	КЛС393,7 В-М171/Н171 РадиусСервис	КЛС295,3В-М152/Н152. РадиусСервис	КЛС220,7В-М117/Н117. РадиусСервис
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С спиральными лопастями	С спиральными лопастями	С спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		490	393,7	295,3	220,7
Тип горных пород		С	СТ+К	СТ+К	Т+К
Присоединительная резьба	ГОСТ	М171/Н171	М171/Н171	М152/Н152	М117/Н117
	API	6 5/8 FH	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2
Длина, м		1,07	0,8	0,57	0,55
Масса, кг		450	260	137,7	70

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

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 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты частоты вращения долота

Интервал	0-40	40-1080	1080-2250	2250-2520
Исходные данные				
Диаметр долота, см ($D_д$)	49	39,37	29,53	22,07
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	34	12	10	10
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	27,2	9,6	8	8
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	5	6	7	7

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 5 тоннам, вследствие небольшой протяженности интервала. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

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

Таблица 2.6 – Результаты частоты вращения долота

Интервал		0-40	40-1080	1080-2250	2250-2520
Исходные данные					
Скорость, м/с ($V_л$)		1,3	1,5	1	1
Диаметр долота ($D_д$)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	490	393,7	295,3	220,7
Результаты проектирования					
Частота вращения n_1, об/мин		51	73	65	87
Статистическое значение частоты вращения $n_{стат}$, об/мин		40-60	100-160	100-180	140-200
Частота вращения $n_{проект}$, об/мин		50	100	100	140

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике,

обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.7.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 45 л/с исходя из статистических данных для данного диаметра долот.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 44 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 36 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 2.7 – Расход бурового раствора.

Интервал	0-40	40-1080	1080-2250	2250-2520
Исходные данные				
Диаметр долота, м ($D_д$)	0,49	0,3937	0,2953	0,2207
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м^2 забоя (К)	0,45	0,4	0,3	0,3
Коэффициент кавернозности ($K_к$)	1,18	1,1	1,05	1,06
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,1	0,1	0,1	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч ($V_м$)	30	30	25	20
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нмах}$)	0,0159	0,0159	0,0103	0,0103
Число насадок (n)	1	6	6	6
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпмин}$)	0,5	0,5	0,75	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см^3 ($\rho_{см} - \rho_р$)	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см^3 ($\rho_р$)	1,0456	1,1006	1,0816	0,9766
Плотность разбуриваемой породы, г/см^3 ($\rho_п$)	2,2	2,5	2,7	2,7
Результаты проектирования				
Расход, л/с, Q1	85	49	21	11
Расход, л/с, Q2	108	82	44	21
Расход, л/с, Q3	88	55	42	26
Расход, л/с,Q4	9	56	36	36
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	9-108	49-82	21-44	11-36
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	70	44	36

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с; Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с; Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с; Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Таблица 2.8 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-1080	1080-2250	2250-2520
Исходные данные					
Диаметр долота ($D_д$)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	490	393,7	295,3	220,7
Нагрузка, кН ($G_{ос}$)			59	69	69
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)			1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		-	315	236	177
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м ($M_р$)		-	3066	2684	2032
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м ($M_о$)		-	197	148	110
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		-	49	37	28

Для интервалов бурения 40-1080 и 1080-2250 метров (интервал бурения под кондуктор и техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель МВР-240Т - Т240.3/4,50, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 2250-2520 метров (интервал бурения под эксплуатационную колонну) проектируется винтовой забойный двигатель ДР-178.4.55 IDT, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении твердых и крепких горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
МВР-240Т - Т240.3/4,50	40-1080 1080-2250	240	9,655	2365	30-75	86-245	10,59	106-288
ДР-178.4.55 IDT	2250-2520	178	5,4	1125	25-40	60-210	8,5	35-182

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1-Б4.

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 ***С=0,9.***

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

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

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N300 = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{133,2}{86,42} = 1,54 \succ 1,15$$

$$N400 = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{86,42} = 1,61 \succ 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 2.10.

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

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность	в клиновом захвате (L=300	в клиновом захвате (L=400
бурение	0	40	ПК 127х9	127	Е	9,19	З-133	22,33	0,697	6,606	1,29	5,80	>10	>10
бурение	40	1080	ПК 127х9	127	Е	9,19	З-133	1031	32,20	41,53	1,45	3,28	3,21	3,36
бурение	1080	2250	ПК 127х9	127	Е	9,19	З-133	2194	68,49	79,38	2,42	1,87	1,68	1,76
бурение	2250	2520	ПК 127х9	127	Е	9,19	З-133	2460	76,80	86,21	2,41	1,75	1,55	1,62
отбор керна	2430	2449	ПК 127х9	127	Е	9,19	З-133	2417	75,45	79,88	2,91	2,00	1,67	1,75
отбор керна	2453	2485	ПК 127х9	127	Е	9,19	З-133	2453	76,58	81,00	2,87	1,97	1,64	1,72

2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

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

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k*\text{P}_{\text{пл}}}{g*L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right]; \quad (2.1)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

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

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при L < 1200 м k ≥ 1,10, при L > 1200 м k ≥ 1,05)

$\text{P}_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать.

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

Направление, интервал 0-40м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1{,}2*0{,}932*10^6}{9{,}81*100} = 1119\left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right];$$

Кондуктор, интервал 40-1080:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1{,}16*0{,}981*10^6}{9{,}81*100} = 1138\left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right];$$

Техническая колонна, интервал 1080-2250м:

$$\rho_{\text{бр}}\frac{1{,}12*1{,}01*10^6}{9{,}81*100} = 1131\left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 2250-2520м:

$$\rho_{\text{бр}}\frac{1{,}08*0{,}961*10^6}{9{,}81*100} = 1038\left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}\right];$$

При бурении направления по пласту $Є_{2\text{-}3}$ ev возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, на интервале строительства участка под направление

встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (прихватоопасная зона; образование сальников), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор) с добавлением Детергента противосальникового ДПС. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяют барит.

Породы, слагающие интервалы под кондуктор и техническую колонну, характеризуются переслаивающимися пластами доломитов, каменной соли доломито-ангидритов и глинистых доломитов. На данном интервале возможны осложнения такие как поглощение бурового раствора частично и до полного, а также бурение интервала проходит в зоне трещиноватых эндоконтактовых долеритов.

Разбуривание таких отложений сопряжено с большими трудностями. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении этих интервалов следует применить минерализованный полимер-глинистый буровой раствор. В качестве утяжелителя применяют так же барит.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Данные проблемы решаются с использованием безглинистого биополимерного

бурового раствор. Данный буровой раствор не обрабатывается утяжелителем, поскольку в интервалах продуктивных пластов давление ниже гидростатического. Добавление кольматанта препятствует чрезмерному уходу бурового раствора в окружающие проницаемые горные породы.

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

Таблица 2.11 – Компонентный состав бентонитового раствора

Реагент	Назначение	Концентрация, кг/м^3
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Глина ПБМБ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	1
ФХЛС	Снижение вязкости	1,5
Противосальниковый детергент ДПС	Снижение поверхностного нятяжения на границе фаз	1
Барит	Утяжелитель	65

Таблица 2.12 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м^3	1119
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см^3/30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Таблица 2.13 – Компонентный состав минерализованного полимер-глинистого раствора

Реагент	Назначение	Концентрация, кг/м3
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	1
Глина ПБМБ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	15
PAC HV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,5
ПАА	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,15
PAC LV	Регулятор фильтрации	0,6
Соль (NaCl)	Минерализация бурового раствора	100
Lubrital	Снижение коэффициента трения в скважине	5
Барит	Регулирование плотности	К – 51 ТК – 42

Таблица 2.14 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м3	К – 1138; ТК – 1131; ЭК – 1038
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см3/30 мин	6-10
pH	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Таблица 2.15 – Компонентный состав биополимерного раствора

Реагент	Назначение	Концентрация, кг/м^3
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,5
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	1
Ксантановая смола Duo-Vis	Структурообразователь для безглинистой системы	3,4
Крахмал	Регулятор фильтрации	16
Хлорид калия	Подавление процессов гидратации и набухание глинистых пород	40
Lubrital	Снижение коэффициента трения в скважине	20
Биоцидол	Защита от микробиологической деструкции	0,5
APR	Предотвращение пенообразования	0,5
Мел	Регулирование плотности, кольматация каналов	40

Таблица 2.16 – Технологические свойства биополимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м^3	1038
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см^3/30 мин	< 6
pH	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении в таблице Б.5.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении в таблице Б.6.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

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

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

Результаты расчета представлены в таблицах 2.17, 2.18, 2.19.

Таблица 2.17 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	40	БУРЕНИЕ	0,219	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	86,6	227,7
Под кондуктор									
40	1080	БУРЕНИЕ	0,537	0,058	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	13	88,2	367,8
Под техническую колонну									
1080	2250	БУРЕНИЕ	0,749	0,065	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	10	94,1	262,5
Под эксплуатационную колонну									
2250	2520	БУРЕНИЕ	1,193	0,094	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	94,3	196,4
2430	2449	ОТБОР КЕРНА	0,668	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	77,6
2453	2485	ОТБОР КЕРНА	0,668	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	77,6

Таблица 2.18 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см2	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	40	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	170	184,3	1	70	22,96	45,92
40	1080	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	266,0	1	122	35,14	70,27
1080	2250	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	309,7	1	77	22,18	44,35
2250	2520	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	160	309,7	1	125	36,00	36,00
2430	2449	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	309,7	1	70	20,16	20,16
2453	2485	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	309,7	1	70	20,16	20,16

Таблица 2.19 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	40	БУРЕНИЕ	61,2	49,6	0,0	1,6	0,0	10,0
40	1080	БУРЕНИЕ	212,7	52,3	50,0	99,2	1,1	10,0
1080	2250	БУРЕНИЕ	199,6	59,2	50,0	76,1	4,4	10,0
2250	2520	БУРЕНИЕ	188,5	54,5	55,0	55,5	13,5	10,0
2430	2449	ОТБОР КЕРНА	69,1	38,5	0,0	15,4	10,9	4,3
2453	2485	ОТБОР КЕРНА	69,4	38,5	0,0	15,6	11,1	4,3

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемые интервалы отбора керна следующие:

- 2430-2449 м;
- 2453-2485 м;

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

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

Таблица 2.20 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2430-2449 2453-2485	Бурголовка: У9-220,7/100 SC – 2ТК Керноотборный снаряд: КИ 2.1. 172/100	2-5	20-40	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м^3	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м^3	1020
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обл}$, кг/м^3	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$, кг/м^3	1860
Плотность нефти $\rho_н$, кг/м^3	701	Глубина скважины, м	2520
Высота столба буферной жидкости h_1, м	1750	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2, м	170
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_д$, м	1680

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

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.2-2.4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

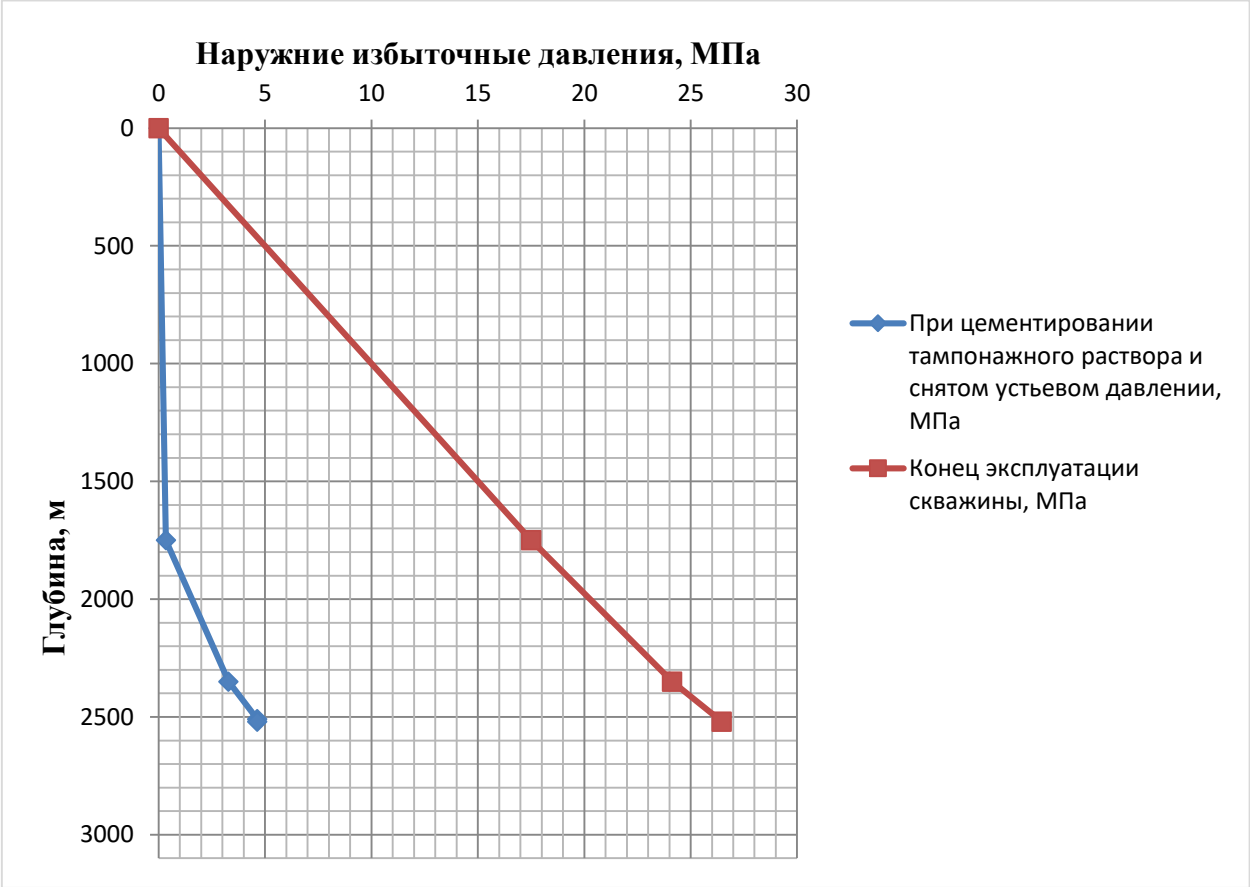

Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

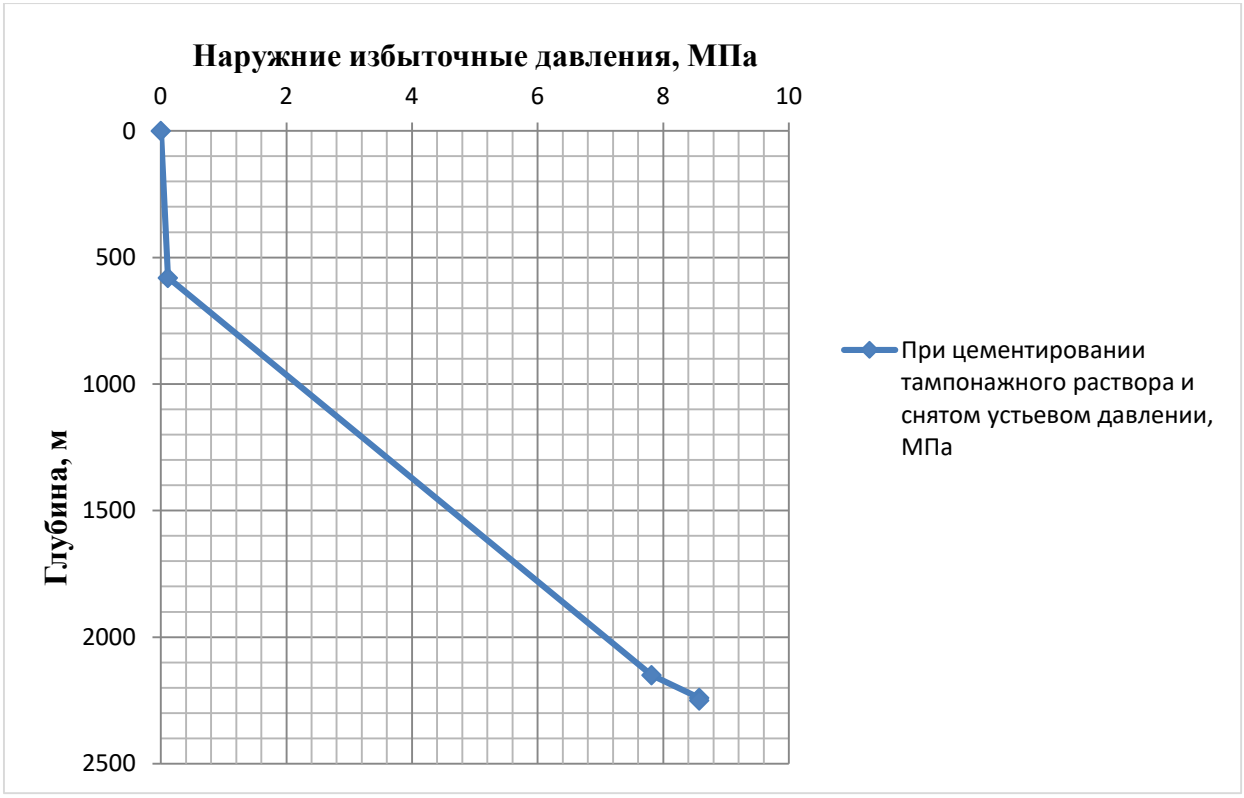

Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

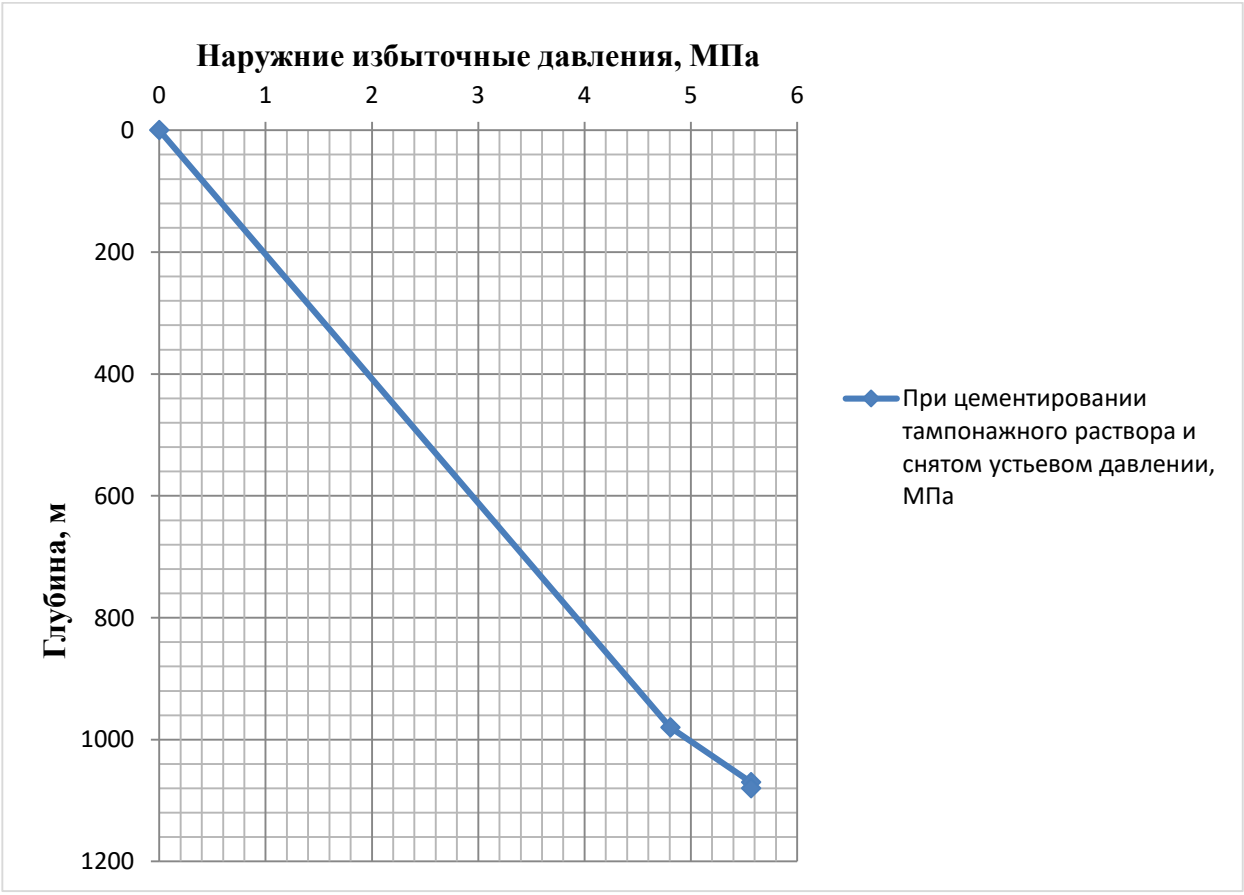

Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 2.5-2.7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

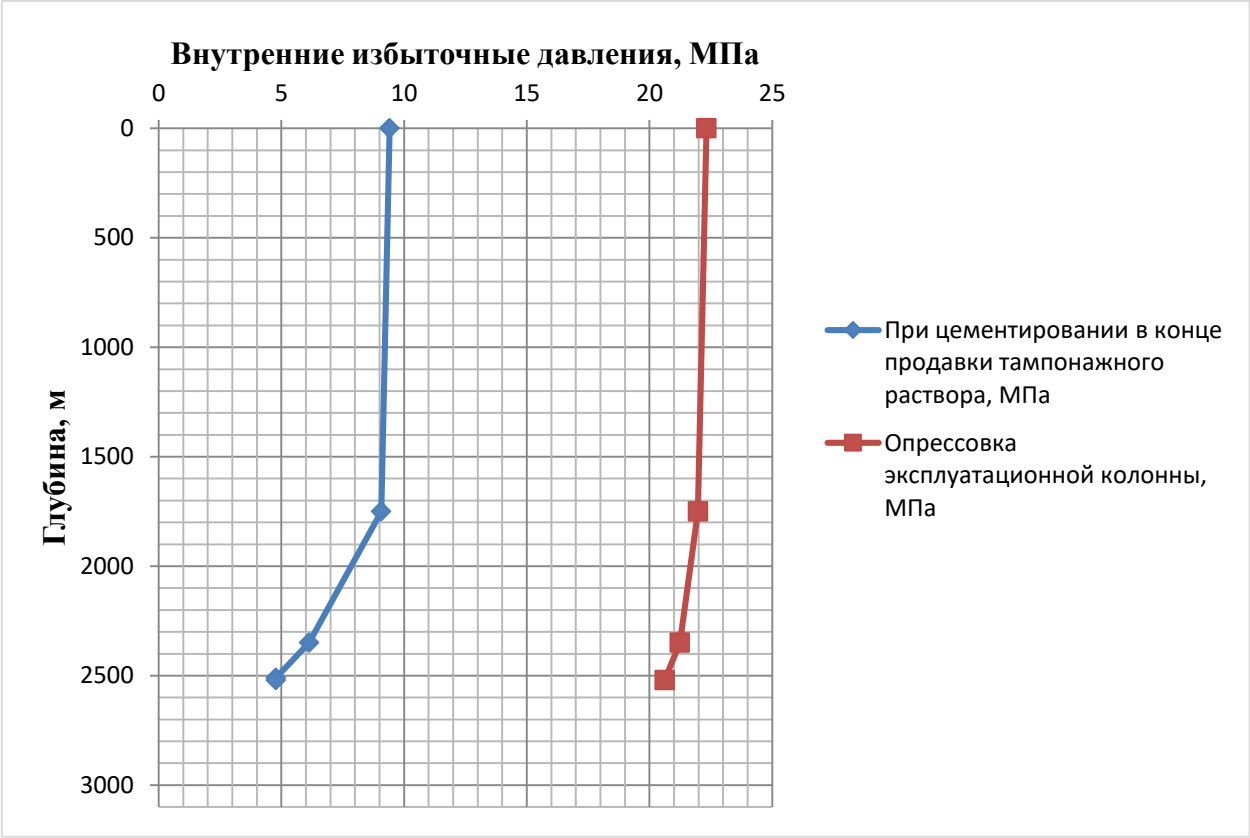

Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

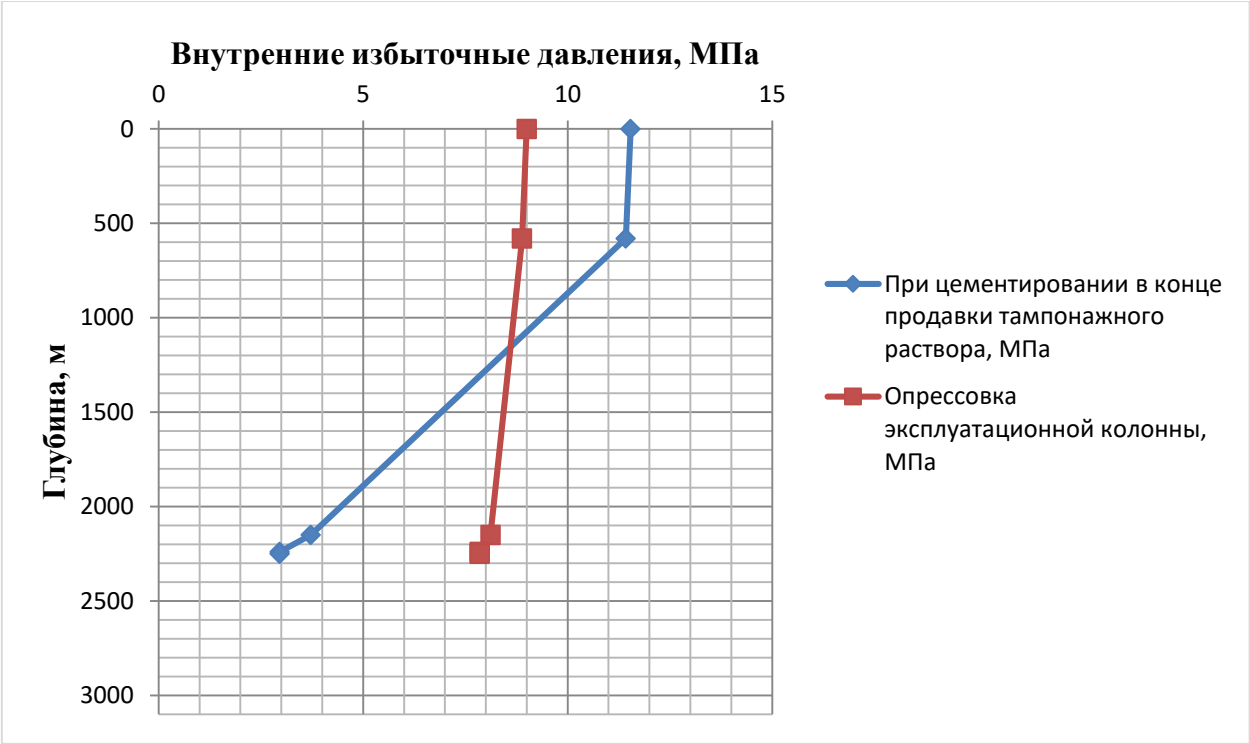

Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Характеристика обсадных колонн

Характеристика обсадных колонн								
№ Секции	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина,м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	Сумарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	треугольная резьба	Д	10	40	104,4	4176	4176	0-40
Кондуктор								
2	ОТТМ	Д	9,5	1080	74,6	80568	80568	0-1080
Техническая колонна								
3	ОТТМ	Д	7,9	2250	47,2	106200	106200	0-2250
Эксплутационная колонна								
4	ОТТМ	Д	10,4	140	42,8	5992	97146	2380-2520
5	ОТТМ	Д	9,2	2380	38,3	91154		0-2380

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

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

Таблица 2.23 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, $D_{усл}$	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Кол-во элементов на интервале, шт	Суммарное кол-во, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Эксплуата-ционная, 178 мм	БК-178Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	2520	2520	1	1
	ЦКОД-178Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	2510	2510	1	1
	ЦПЦ-178/220 (АО «УДОЛ»)	0	2250	48	65
		2220	2280	6	
		2250	2430	3	
		2430	2485	5	
		2485	2500	1	
		2500	2520	2	
	ЦТ-178/212-216 ООО «Завод ЮГМАШ»	2420	2520	6	6
	ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	2500	2500	1	1
	ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	2510	2510	1	1
Тех.колонна 245 мм	БК-245Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	2250	2250	1	1
	ЦКОД-245Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	2240	2240	1	1

Продолжение таблицы 2.23

1	2	3	4	5	6
Тех.колонна 245 мм	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	1050	1110	6	62
		0	1080	22	
		1080	2245	32	
		2245	2250	2	
	ПРП-Ц-В-245 («**ООО «Завод ЮГМАШ»**)	2240	2240	1	1
Кондуктор, 324 мм	БК-324Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	1080	1080	1	1
	ЦКОД-324Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	1070	1070	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	70	5	32
		70	1075	25	
		1075	1080	2	
	ПРП-Ц-В-324 («**ООО «Завод ЮГМАШ»**)	1070	1070	1	1
Направ-ление, 426 мм	БК-426Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	40	40	1	1
	ЦКОД-426Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	30	30	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	35	2	4
		35	40	2	
	ПРП-Ц-В-426 («**ООО «Завод ЮГМАШ»**)	30	30	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$Ргскп + Ргдкп \leq 0{,}95*Ргр, \quad (2.2)$$

Поскольку $32{,}72 \leq 40{,}05$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.24.

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

Наименование жидкости	**Объем жидкости, м³**		**Плотность жидкости, кг/м³**	**Объем воды для приготовления, м³**	**Наименование компонента**	**Масса компонента, кг**
Буферная жидкость	6,09	1,53	1020	1,53	МБП-СМ	107,1
		4,56		4,56	МБП-МВ	34,2
Продавочная жидкость	51,49		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	10,25		1500	9,22	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	7,30
					НТФ	4,12
Нормальной плотности тампонажный раствор	2,8		1860	1,88	ПЦТ-II-50	3,62
					НТФ	1,15

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

$$m_2 = G_{сух} / G_б, \quad (2.3)$$

Где $G_{сух}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;

$G_б$ – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

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

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 7,3 / 10 = 0,73$ – 1 УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 3,62 / 13 = 0,28$ – 1 УС 6-30.

На рисунке 2.8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

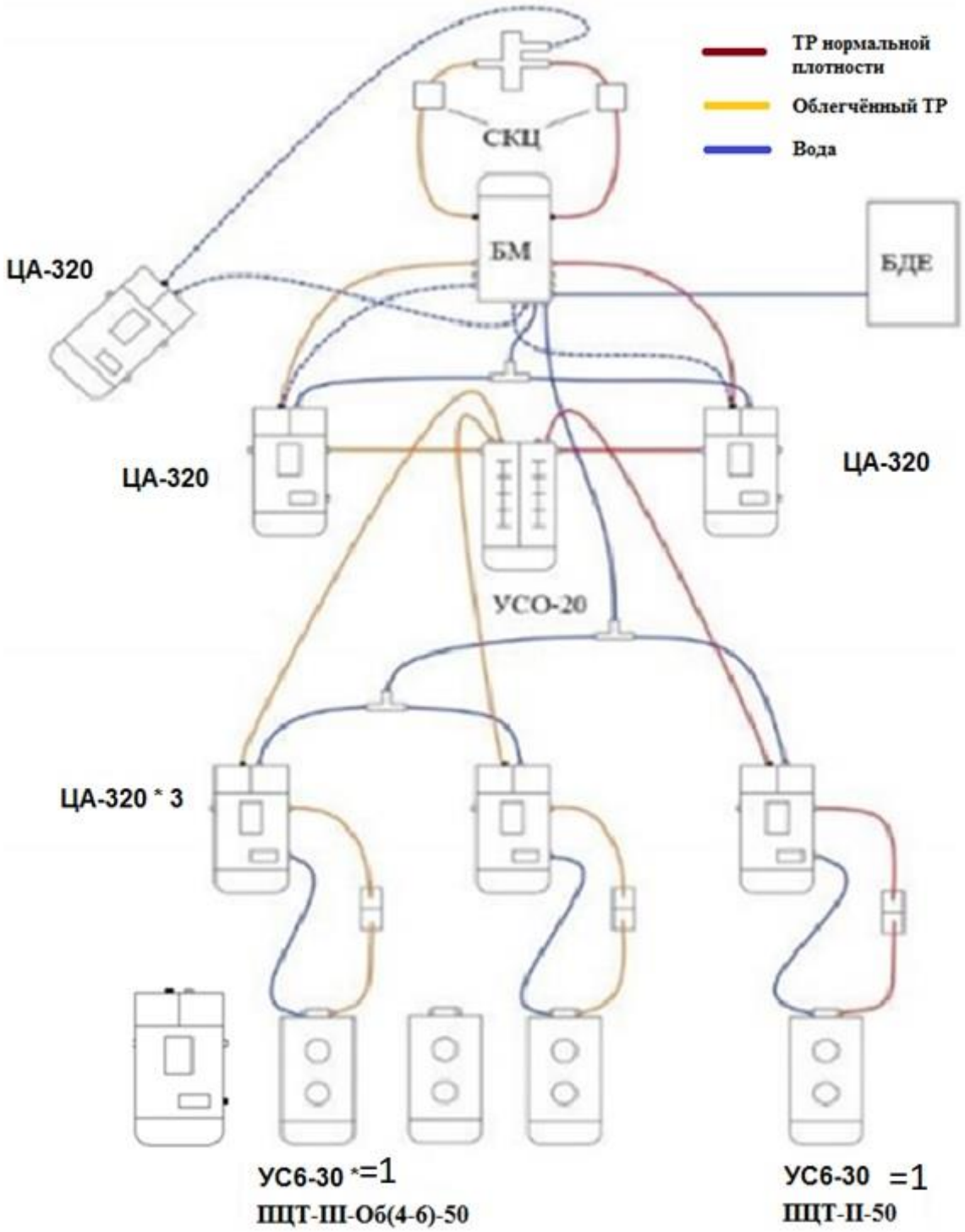

Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементносмесительных установок и гидроворонки: СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения 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 газонефтесодержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

– оценка продуктивности пласта;

– отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;

– оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);

– оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

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:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+к)\cdot P_{пл}}{g\cdot h}, \text{кг/м}^3, \quad (2.4)$$

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+0{,}05)*0{,}892*10000}{9{,}8\text{м/с}} = 955{,}7\ \text{кг/м}^3$$

Где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым; 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:

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 * (V| \quad |\text{вн.эк1с} + V_{\text{вн.эк2с.}}) = 2 * (2{,}71 + 47{,}49) = 100{,}4\text{м}^3 \qquad (2.7)$$

Где $V_{\text{вн.эк1с}}$ – внутренний объем ЭК 1 секции, м^3,

$V_{\text{вн.эк2с}}$ – внутренний объем ЭК 2 секции, м^3.

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

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

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

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

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

Вид перфорации указан в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфора-тора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
(2478-2485) 7	Кабель	Кумулятивная	ORION 114КЛ	40	2

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 кабеле КИИ2М-95.

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 АФ6-80/65х35.

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой

максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

В таблице 2.26 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.26 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка БУ – 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Qбк)	86,42	[Gкр]х 0,6 ≥ Qбк	192 >86,42
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Qоб)	106,2	[Gкр] х0,9 ≥ Qоб	288>106,2
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Qпр)	112,3	[Gкр] / Qпр ≥ 1	200/112,3= 2,85>1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	320		

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ В ОБЛАСТИ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ»

Технология бурения на обсадной колонне и хвостовике за счет одновременного совмещения операций по бурению, спуску обсадной колонны и изоляции пласта позволяет обеспечить высокое качество ствола скважины. Это позволяет устранить необходимость проведения дополнительных спускоподъемных операций для спуска обсадной колонны, и таким образом, сразу после достижения проектной глубины скважина готова к цементированию интервала. Построенный таким образом процесс бурения благодаря уменьшению количества активного персонала на столе ротора буровой установки позволяет повысить безопасность ведения работ.

Бурение на обсадной колонне впервые было использовано в 1920 годах, на месторождениях Польши и Франции. С 1950-х годов этот вид бурения уже применялся во многих странах, в том числе на месторождениях на территории Советского Союза. Тогда такое бурение в основном использовалось для бурения не всего ствола скважин, а только определенных участков. Однако и в настоящее время современное бурение на обсадной колонне и хвостовике предусматривает бурение интервала под кондуктор или техническую колонну [4].

3.1 Преимущества применения технологии

Преимущества бурения скважин на обсадной колонне и хвостовике связаны с отсутствием необходимости проведения дополнительных спускоподъемных операций, а также спуска обсадных колонн:

− Снижение временных затрат, за счёт исключения времени, которое тратится на забуривание направления, спускоподъемные операции с бурильными колоннами, спуск обсадных труб, их промывку, расширение и шаблонирование ствола скважины. В среднем экономия времени бурения может составить до 50% от общего времени строительства скважины.

− Предотвращение ухудшения качества ствола скважины, из-за отсутствия необходимости в проведении спускоподъемных операций, так как обсадная колонна всегда находится в забое скважины.

− Предотвращение осложнений, возникающих в процессе классического процесса бурения, связанных с пульсацией или эффектом свабирования, образования желобов в стенках скважины.

− Снижение затрат, за счет отказа от применения компонентов стандартной компоновки низа бурильных труб и их износа.

− Улучшение гидравлических параметров, из-за уменьшения площади сечения кольцевого канала между внутренним диаметром скважины и наружным диаметром обсадной трубы, позволяет достигнуть увеличения скорости в затрубном пространстве почти в 2 раза.

− Снижение непроизводительного времени, возникающего вследствие таких проблем на забое, как нестабильные глины, сужение ствола скважины, закупорки ствола скважины, поглощения бурового раствора, прихваты труб [5].

Как правило, на практике применяется два типа: с извлекаемой и неизвлекаемой компоновкой (рисунок 3.1).

3.2 Бурение с неизвлекаемой компоновкой

Технология бурения на обсадной колонне с неизвлекаемой компоновкой значительно дешевле, а её применение связано с минимальными рисками. Однако такие компоновки позволяют контролировать траекторию скважины в сравнительно коротком интервале – от десятков до первых сотен метров в зависимости от геологических условий и диаметра колонны.

Данные схемы бурения предполагают использование разбуриваемых долот-башмаков (для кондутора или промежуточных колонн) или одноразовых буровых башмаков (для эксплуатационной колонны или хвостовика). Этот специальный буровой башмак крепится к нижней обсадной трубе и принимает на себя в процессе бурения крутящий момент и нагрузку, передаваемые от верхнего силового привода через колонну обсадных труб.

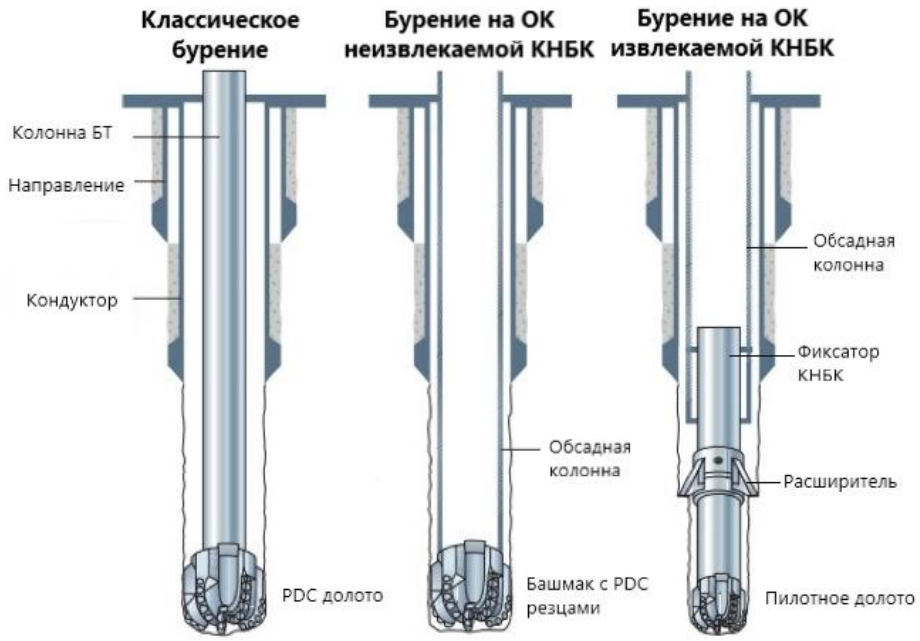

Рисунок 3.1 – Схема КНБК для классического бурения и бурения на ОК

Данный породоразрушающий инструмент предназначен для бурения сплошным забоем и проработки нестабильных участков ствола скважины. Башмак имеет разбуриваемый корпус из бронзового сплава, на который устанавливаются PDC резцы с уменьшенной высотой и диаметром, что упрощает разрушение центральной части башмака при разбуривании. Вооружение, как правило, представлено резцами диаметром 13-19мм.

После цементирования колонны башмак разбуривается стандартным долотом PDC при соблюдении определенных технологических параметров, что позволяет сохранить вооружения долота и сразу использовать для бурения следующей секции скважины, исключая необходимость отдельного рейса. Появление разбуриваемых долот различного типа (рисунок 3.2) позволяет успешно применять технологию для бурения вертикальных (или с небольшим наклоном) интервалов небольшой протяженности на суше и на море [6].

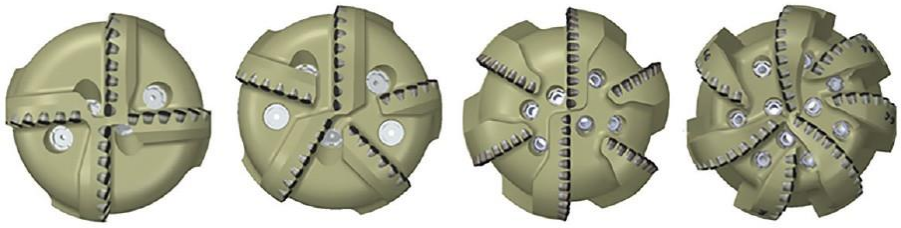

Рисунок 3.2 – Различный дизайн разбуриваемых долот под ОК-245 (произв. «Schlumberger»)

Обязательными элементами, включаемыми в компоновку (рисунок 3.3), являются [7]:

– многофункциональный обратный клапан. Позволяет не допустить перетоков бурового раствора при бурении, и образовать цементный стакан в процессе крепления;

– центраторы для контроля траектории ствола при бурении, и последующеего центрирования колонны в открытом стволе для качественного цементирования. Важно отметить, что из-за риска разрушения пружинных центраторов при вращении ОК они не применяются, и в технологии используются полнотелые или литые;

– моментоповышающие упорные кольца, позволяющие передавать больший момент вращения и использовать в процессе бурения дешевые трубы, такие как ОТТМ и Баттресс. Упорные кольца изготавливаются из стали аналогичной прочности, что и трубы, устанавливаются в муфту резьбового соединения, и создают упор на ниппель следующей трубы.

Рисунок 3.3 – Дополнительное оборудование, применяемое при бурении на ОК

Реже, но тем не менее в технологии применяются управляемые системы с неизвлекаемой буровой компоновкой. Они актуальны для колонн малого диаметра, например, менее 150 мм, когда внешний диаметр «эффективного двигателя» превосходит внутренний диаметр колонны, и поэтому применение надежной извлекаемой компоновки с расширителем затруднительно. Для данных систем подразумевается использование извлекаемой телеметрической системы, которая фиксируется в теле нижней обсадной трубы, и отсоединяемого долота, которое по окончании процесса бурения остается на забое (рисунок 3.4).

Как правило, технология применима для последнего интервала, когда дальнейшее продолжение бурение и, соответственно, разбуривание долота на забое не потребуется.

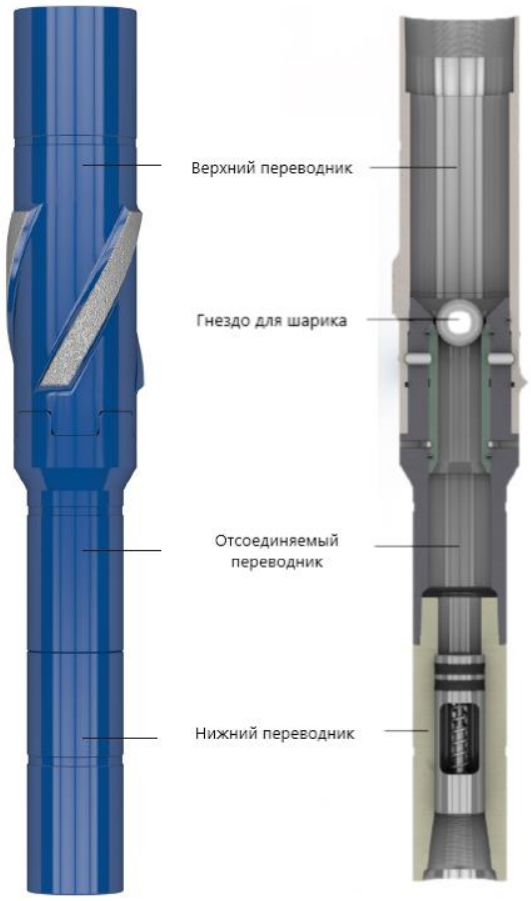

Рисунок 3.4 – Инструмент для отсоединения долота

3.3 Бурение с извлекаемой компоновкой

При использовании данной технологии в извлекаемую компоновку включаются следующее оборудование:

- фиксатор КНБК, устанавливаемый в посадочном переводнике;
- расширитель ствола скважины;
- телеметрическая система;
- винтовой забойный двигатель или роторно-управляемая система;
- буровое долото.

В колонне обсадных труб используются следующие элементы:

- буровой башмак, который в процессе бурения используется как калибратор;

- посадочный переводник для фиксатора КНБК;
- посадочный переводник для цементировочной пробки;
- полнотелые или литые центраторы-турбулизаторы;
- моментоповышающие упорные кольца.

Наиболее важный элемент, включаемый в систему, это замок-фиксатор КНБК в обсадной трубе, обеспечивающий присоединение КНБК к нижней части соединения башмака обсадной колонны и передает крутящий момент и осевую нагрузку от обсадной колонны во время бурения. Замок может быть отсоединен на любом этапе процесса бурения для извлечения КНБК, и соединен обратно при повторном спуске для продолжения бурения (рисунок 3.5). Такая манипуляция позволяет заменить любой вышедший из строя элемент компоновки, не извлекая всю колонну на поверхность.

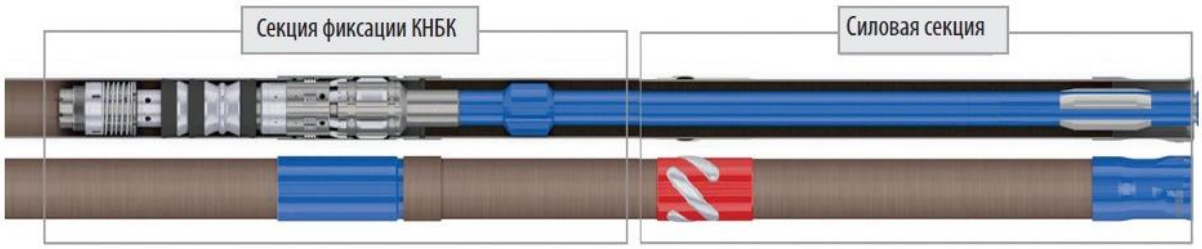

Рисунок 3.5 – Секции оборудования бурения на ОК с извлекаемой КНБК

По мере бурения обсадная колонна опускается в скважину либо в режиме вращения, либо в режиме скольжения. Крутящий момент и нагрузка на долото передаются через обсадную колонну и замок-фиксатор к КНБК, а ВЗД или РУС передают дополнительный крутящий момент на долото. При достижении проектной глубины поэтапно выполняются следующие действия:

- производится промывка не менее двух циклов циркуляции, чтобы очистить забой и скважину от шлама;
- компоновка низа бурильной колонны отсоединяется, как правило, с помощью спускаемого с поверхности инструмента (гидравлически или на кабеле);
- обсадная колонна спускается вниз на максимально возможную глубину (точка контакта расширителя с горной породой);

− КНБК извлекается на поверхность возвратными инструментами, спускаемыми на кабеле или бурильной колонне;

− в скважину в процессе цементирования спускается продавочная пробка, которая фиксируется над башмаком обсадной колонны в специальном переводнике и позволяет образовать качественный цементный мост.

3.4 Оборудование на поверхности

Ввиду технологических особенностей технология применятся на буровых установках с верхним приводом, что позволяет применять одни и те же инструменты и технологии на любой скважине при наличии СВП и соблюдении технических ограничений.

3.5 Решаемые с помощью технологии задачи

3.5.1 Применение технологии бурении на обсадных трубах в многолетнемерзлых породах Бованенковского месторождения

На месторождениях Крайнего Севера с более низкой температурой в многолетнемерзлых породах до –6-7 °С в конструкцию скважин закладывается дополнительное направление глубиной 30-70 м. При использовании технологии бурения на обсадных трубах дополнительного направления не требуется, так как возможно в короткие сроки произвести бурение интервала сразу под кондуктор с установкой термокейса в интервале многолетнемерзлых пород.

Территории Бованенковского НГКМ характеризуется практически сплошным распространением многолетнемерзлых пород, как в плане, так и в разрезе. На Бованенковском нефтегазоконденсатном месторождении в качестве испытания бурили интервал под кондуктор диаметром 324 мм колонной обсадных труб с буровым башмаком диаметром 393,7 мм, наворачиваемым на низ обсадной колонны. Лопасти башмака изготовлены из титаноалюминиевого сплава и оснащены резцами PDC. При этом бурение и обсаживание ствола скважины происходит без применения бурильных труб и спускоподъемных операций, а обсадная колонна служит каналом для циркуляции бурового раствора и средством передачи механического вращения на буровой башмак. На сегодняшний день в аналогичных условиях новый способ бурения широко

применяется в интервале 0-450 мм при бурении под кондуктор диаметром 324 мм. По мнению специалистов ТюменНИИгипрогаза, результатом применения данной технологии может стать экономия финансовых затрат в пределах 4 млн руб. на одной скважине, увеличение ресурса бурильных труб и бурового оборудования, сокращение времени строительства скважины примерно на двое суток.

3.5.2 Применение технологии бурении на обсадной колонне в карбонатных и глинисто-карбонатных отложениях на Урманском месторождении

Технология бурения на обсадной колонне/хвостовике обеспечила успешное заканчивание сразу нескольких скважин. Урманское нефтяное месторождение расположено в Парабельском районе Томской области. Месторождение было открыто в 1974 г. на одноименном поднятии в кровле фундамента, представляющем собой эрозионно-тектонический выступ, где на предюрскую эрозионную поверхность выходят карбонатные и глинисто-карбонатные отложения верхнего девоно-карбона. В скважине № 209 длина открытого ствола, пробуренная хвостовиком с применением технологии бурения на ОК диаметром 127 мм, составила 254 м. В ходе бурения были вскрыты три зоны поглощения, при этом количество осложнений в процессе бурения снизилось, а средняя продолжительность строительства составила 20 суток на скважину. Стоит отметить тот факт, что при бурении скважин стандартными методами средний срок строительства здесь составляет 35 дней. Получению высокого результата на Урманском месторождении предшествовало решение ряда сложных работ по бурению хвостовиком с углом входа в коллектор 60-70°. Отметим, что при бурении на обсадной колонне возможно продолжение бурения ниже хвостовика в случае прихвата.

3.5.3 Применение технологии бурении на обсадной колонне в неконсолидированных песчаниках на нефтяном месторождении Тхестаг

Геология шельфового месторождения «Тхестаг» характеризуется мощной толщей карбонатных пород, которые залегают тонкими слоями рыхлых

мелких и средних зернистых карбонатных отложений с редкими оболочками или гравийными пластырями. Месторождение состоит из неконсолидированных песчаников с высокой проницаемостью. Истощение резервуара, рыхлые горные породы, прорывы воды и поступление песка создали условия, когда процесс бурения становится более проблематичным в последние годы. На трех последних скважинах промежуточные 31,1 сантиметровые интервалы были пробурены и обсажены с использованием технологии бурения на обсадной колонне.

3.5.4 Применение технологии бурении на обсадной колонне в мягких породах на Самбургском нефтегазоконденсатном месторождении

Самбургское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Ямало-Ненецком Автономном округе. Для условий мягких пород ММП Самбургского НГКМ по заявке ОАО «Арктикгаз» были изготовлены бурильные башмаки 431,8 мм и 406,4 мм без клапана с пятью алюминиевыми лопастями, оснащенные семью медными или керамическими насадками. Конструкция скважин трехколонная: 340 мм кондуктор спускается на глубину 450 м для перекрытия интервалов многолетнемерзлых пород (глубина залегания их до 380 м). Техническая колонна 245 мм перекрывает интервал сеноманских пластов и спускается на глубину порядка 1200 м по вертикали. Эксплуатационная колонна 178 мм обсаживает продуктивные валанжинские пласты до глубины 3600 м по вертикали. Отклонения скважин от вертикали колеблются от 300 до 1700 м. При бурении обсадными трубами на скважине № 1018, по сравнению со стандартной технологией, была получена значительная экономия времени. В целом валанжинская наклонно направленная скважина длиной ствола 3556 м с отклонением 850 м была пробурена за 24 дня, т.е. на 15 дней быстрее планируемых показателей. Отработка технологии бурения на обсадных трубах в ОАО «Арктикгаз» успешно продолжается.

3.6 Варианты на рынке

На российском рынке представлено несколько компаний, оказывающих услуги по бурению на обсадной колонне:

«SCHLUMBERGER» – компания использует в своих проектах ССОК компании VOLANT, однако разбуриваемые башмака, обратные клапаны, инструменты для фиксации и извлечения являются уникальными разработками компании, и применяется совместно с другим оборудованием «Шлюмберже». Благодаря мировому опыту применения компания может предложить множество кейсов для решения самых сложных ситуаций [8].

«WEATHERFORD» – компания применяет инструменты и оборудование собственной разработки, в том числе и систему клинового захвата колонны OverDrive. Компания применяет технологию в локациях по всему миру и также способна работать при различных осложнениях на скважине [9].

«BAKER HUGHES» – компания предлагает к использованию разбуриваемые башмаки для бурения и спуска обсадной колонные собственного производства, а также систему SureTrak для направленного бурения на хвостовике. Данная технология позволила уменьшить количество СПО для очистки ствола скважины в продуктивном интервале [10].

ООО «ТРАЕКТОРИЯ-СЕРВИС» – компания предлагает услуги как по бурению на обсадной колонне, так и по спуску с вращением обсадной колонны. Специалисты гарантируют обеспечение дохождения колонны до проектной глубины, исключение дополнительных СПО и шаблонировок, сокращение сроков строительства скважины и сведение к минимуму риска прихвата ОК. В фирме применяется ССОК компании VOLANT [11].

ООО «ПНГ ТЕХНОЛОГИИ» – компания применяет оборудование «Овершот» компании Well Equipment International и гарантирует снизить риски потери компоновки, исключить подготовку ствола скважины к спуску ОК, предотвратить обвалообразованием и осуществлять успешный спуск ОК до проектной глубины [12].

ООО «ГЕРОННЕФТЕСЕРВИС» – компания использует оборудование компании VOLANT и предлагает только сервис по сопровождению спуска обсадных колонн. Сервис включает круглосуточное сопровождение процесса

спуска специалистами на объекте заказчика, в том числе работы по монтажу / демонтажу и ремонту собственного оборудования [13].

3.7 Вывод по разделу

Проведенный анализ современного состояния в области бурения на обсадной колонне позволяет сделать вывод, что в определенных условиях технология выигрышно смотрится на фоне классического бурения. При наличии осложнений в интервале строительства, таких как осыпи и обвалы, растепление многолетнемерзлых пород, неконтролируемое поглощение бурового раствора, бурение на обсадной колонне или спуск обсадной колонны с вращением позволяет минимизировать множество рисков и качественно повысить эффективность заканчивания скважины там, где существовала вероятность потери оборудования или загрязнения продуктивного пласта:

1) Технология с извлекаемой компоновкой может быть эффективной в скважинах, стоимость которых выше средней, например:

a) морских глубоководных,

b) с большим отходом от устья (ERD) на суше и на море;

c) в направленных скважинах, где необходимо применение РУС, но есть осложнения.

2) Технология с неизвлекаемой компоновкой может быть эффективной в скважинах любой ценовой категории:

a) последние интервалы скважин (продуктивные горизонты);

b) боковые стволы скважин.

3) Технология с разбуриваемым долотом-башмаком эффективна на суше и на море в скважинах средней и выше средней ценовых категорий, таких как вертикальные и прямолинейные интервалы на суше и на море.

В любом случае технология бурения на обсадной колонне – это не массовый продукт, который приносит положительный эффект при тщательном анализе имеющихся проблем и адекватном выборе средств для их решения. Однако она предлагает преимущества, которые нельзя не принимать во внимание и способна к дальнейшей модернизации и развитию методов.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В современных условиях хозяйствования возрастают требования к экономической подготовке инженерно-технических кадров. Одним из путей улучшения экономической подготовки инженеров является выполнение на должном теоретическом и практическом уровне раздела ВКР: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- произвести расчет нормативной продолжительности выполнения работ согласно теме ВКР и представить календарный график выполнения работ;
- представить сметную стоимость выполнения работ с расчетом отдельных статей сметы.

Основные направления деятельности ООО «РН-Бурение»

ООО «РН-Бурение» создано в марте 2006 года в результате консолидации сервисных активов ОАО «НК «Роснефть».

Общество осуществляет деятельность по бурению нефтяных и газовых эксплуатационных и разведочных скважин.

Общество обладает одной из самых разветвленных филиальных сетей в Российской Федерации среди буровых компаний (12 филиалов). Регионы присутствия ООО «РН-Бурение» включают:

- Ханты-Мансийский автономный округ – Югра;
- Ямало-Ненецкий автономный округ;
- Республика Коми;
- Краснодарский край;
- Красноярский край;
- Иркутская область;
- Сахалинская область;
- Чеченская республика;
- Оренбургская область;
- Республика Башкортостан.

4.1 Планирование исследовательских работ

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

– строительно-монтажные работы;

– подготовительные работы к бурению;

– бурение и крепление ствола скважины;

– испытание скважин на продуктивность.

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

– данные геологической, технической и технологической части проекта;

– нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;

– справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [14].

Для начала определяется продолжительность вышкомонтажных работ. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового

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

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

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

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется путем подсчета суммы произведений нормативного времени бурения пачки на мощность данной пачки.

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

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [15]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [16].

Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 34,2 часа; на спуско-подъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытуемого пласта – 7,6 часов; на работы по вызову притока флюида – 33,2 часа; на работы по исследованию объектов в скважине – 152,1 часа; на работы по задавке скважины – 2,9 часа; на работы по

опробованию и испытанию скважины – 12,6 часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 242,6 часов или 10,1 суток:

$$\sum T_{\text{исп}} = 34{,}2 + 7{,}6 + 33{,}2 + 152{,}1 + 2{,}9 + 12{,}6 = 242{,}6\,\text{ч}$$

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в приложении таблице В.1.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения составляет 24,2 м/ч.

Рейсовая скорость бурения составляет 15,1 м/ч.

Коммерческая скорость составляет 3779,7 м/ст.мес.

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

- буровой мастер 1 чел.
- помощник бурового мастера 3 чел.
- бурильщик 6 разряда 4 чел.
- бурильщик 5 разряда 4 чел.
- помощник бурильщика 5 разряда 4 чел.
- помощник бурильщика 4 разряда 4 чел.
- электромонтёр 5 разряда 4 чел.
- слесарь 5 разряда 2 чел.
- лаборант 2 чел.

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

Календарное время бурения 480,04 часов или 20,0 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 242,6 часов или 10,1 суток.

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

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж	45												
2.Бурение	20,0												
3.Испытание	10,1												

4.2 Расчет сметной стоимости строительства скважины в нефтегазовой отрасли

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

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [17], в части II – на строительные и монтажные работы [18], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [19].

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

1) затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);

2) затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента;

амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

К затратам, зависящим от объема бурения (1 м проходки), относятся расход долот, износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [20] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении В таблицах В.2 и В.3.

Затраты, описанные в остальных главах, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав. Так накладные расходы составляют 20% от прямых затрат, в которые входят все затраты, описанные в главах 1-6. Остальные затраты рассчитываются аналогично, с отличием того итога по главам, по которому берется доля.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,49 – скважина на газ) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (56,4), произведение которых на второй квартал 2022 года составляет 84,04 [21, 22].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении В таблице В.4.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки $C_c^{1м}$ составит 39685 руб/м.

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 105 402 391,01 руб.

Строительство разведочной скважины позволит получить незаменимую информацию о разрезе, которую впоследствии можно будет использовать при проектировании кустов эксплуатационных скважин и проекта разработки месторождения.

Отобранный в процессе бурения керн дает возможность получить максимальный объем информации о свойствах продуктивного пласта, который нельзя получить никаким другим методом исследования, поэтому затраты на эту операцию полностью оправдывают себя. Несмотря на длительность процедуры, и как следствие высокую стоимость, отбор керна совместно с испытанием пласта значительно повышает эффективность и экономическую обоснованность последующих проектных изысканий, поскольку становятся известны фильтрационно-емкостные свойства пласта, кривые падения и восстановления давления, температура, а также состав насыщающего флюида.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на газонефтяном месторождении (Красноярский край). При проектировании определяются все необходимые технические и технологические решения, такие как конструкция скважины, породоразрушающий инструмент, режимы бурения, аспекты заканчивания скважины и испытания скважины.

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

Рабочей зоной при эксплуатации решений ВКР будет являться буровая установка, а именно роторная площадка. Основное оборудование: ротор – 1 шт, клиновой пневматический захват – 1 шт, универсальный механический ключ – 2 шт, автоматический ключ бурильщика – 1 шт, пульт управления – 1 шт, крюкоблок – 1 шт, подсвечник – 2 шт, вспомогательная лебёдка – 1 шт.

На роторной площадке осуществляются следующие виды работ: механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.

Буровая вышка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [23] относится к опасным производственным объектам. Таким образом, следует очень ответственно подойти к процессу организации работ при строительстве скважины, с соблюдением всех регламентированных требований к безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются трудовым кодексом

Российской Федерации (далее ТК РФ) [24]. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно Постановлению Правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 [25].

Статья 299 ТК РФ регламентирует продолжительность вахты. Она не должна превышать одного месяца, однако в исключительных случаях продолжительность вахты может быть продлена до 3 месяцев. Статья 300 ТК РФ определяют учет рабочего времени при работе вахтовым методом. «При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год». Статья 301 ТК РФ регламентирует режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы оплачивается в размере дневной тарифной ставки. Статья 302 ТК РФ регламентирует «гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом». Работникам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненным к ним местностям, устанавливается районных коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате, также предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 24 календарных дней [24].

Согласно федеральному закону от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» [26], люди, работающие на вредных производствах, имеют право на государственные льготы компенсации.

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

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, следовательно, рабочие места оборудуются в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 [28]. Основные положения, применимые при работе на буровой:

- при работе двумя руками, органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом ±60° от нормальной линии взгляда.

При наличии на буровой установке системы ВСП (верхний силовой привод) рабочее место бурильщика оборудуется сидением. В таком случае рабочее место оборудуется в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 [29].

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в приложении Г таблице Г.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [30]. Основополагающим документом, регулирующим нормы промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности, является «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (далее «ПБНГП») [31].

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Падение объектов на работающего может произойти в результате невыполнения требований безопасности, неквалифицированности членов буровой бригады, а также в случае возникновения неисправности. Падение работающего с высоты может произойти при выполнении работ в сложных метеорологических условиях, неквалифицированности верхового рабочего, а также в результате нарушения техники безопасности. Падение работающего с высоты может привести к тяжелым травмам, вплоть до летального исхода. Для предотвращения возникновения данного фактора в «ПБНГП» [31] указаны

необходимые правила работы для верхового рабочего. В ГОСТ 12.4.125-83 приводится основная классификация коллективных средств защиты в том числе от падающих объектов [32].

Мероприятия по предупреждению падений с рабочих площадок проводятся согласно «ПБНГП» [31] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса по ГОСТ Р ЕН 358-2008 [33];
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров – не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Согласно ГОСТ Р 12.3.050-2017 [34] к работам на высоте допускаются работники, признанные годными для выполнения работ на высоте, а также прошедшие специальное теоретическое и практическое обучение в специализированных учебных организациях и имеющие соответствующее удостоверение.

Опасность при наличии движущихся объектов возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. Мероприятия по устранению этого фактора включают в себя проведение инструктажей по ТБ, обеспечение рабочего персонала СИЗ, в частности касками для всего персонала на буровой установке [31].

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

При взаимодействии человека с технологическим оборудованием возможно получение травм. Для устранения причин возможных повреждений необходимо руководствоваться ГОСТ 12.2.003-91 [35], в котором приведены основные требования к технологическому оборудованию.

При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 [36]. Для Красноярского края (климатический регион ІБ) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре -30°С, скорости ветра 8 м/с и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, таким образом, число 10-ти минутных перерывов для обогрева составляет, как минимум, 6 в смену (смена 12 часов). При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются согласно правилам внутреннего распорядка в компании.

На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). Вибрации вызывают поражение нервной и сердечнососудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-2004, согласно которому наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц [37]. Для предупреждения вредного воздействия вибрации используются виброизоляционные элементы одежды.

Шум на рабочем месте возникает в результате работы бурового оборудования (буровые насосы, двигатели машин, дизельные генераторы и пр.). Шумы высокой интенсивности могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (например, разрыв барабанной перепонки с кровотечением). В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 [38] уровень широкополосного шума не должен превышать 80 дБ, а тонального и импульсного – 75 дБ. Для предупреждения вредного воздействия шума используются наушники и вкладыши.

Для предотвращения поражений электрическим током необходимо оборудовать рабочие места и технологическое оборудование, несущее угрозу

получения работником поражений электрическим током согласно ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ [39].

ГОСТ 12.1.019-2017 [40] устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. Для предупреждения поражения электрическим током на буровых проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны осуществляться согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ) [41].

Работы на буровой производятся круглосуточно, соответственно в ночное время должно быть предусмотрено искусственное освещение. Воздействие недостаточного освещения может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека. Нормы освещенности рабочих мест на буровой нормируются «ПБНГП» [31] и приведены в таблице 5.1. Для предупреждения негативного влияния фактора необходимо, чтобы буровая установка прошла соответствующую процедуру приемки перед началом работ.

Таблица 5.1 – Нормы освещенности

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

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

дыхательных путей. Предельно допустимые концентрации вредных веществ и мероприятия по обеспечению безопасности труда приведены в ГОСТ 12.1.007-76 [42]. При работе с реагентами необходимо иметь противопылевые тканевые маски.

5.3 Экологическая безопасность

Для рассмотрения классификации вредного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу источниками загрязнения от буровых работ и мероприятий по обеспечению экологической безопасности была использована РД 51-1-96 [43].

Защита атмосферы

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

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

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

В качестве нормативных документов защиты атмосферы необходимо руководствоваться РД 52.04.186-89 [44].

Защита гидросферы

Бурение и освоение скважины на нефть и газ производят с соблюдением требований единых технических правил ведения работ при строительстве скважин и правил охраны поверхностных и подземных вод, утвержденных в установленном порядке. Мероприятия по очистке вод представлены в ОСТ 51-01-03-84 [45].

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

Защита литосферы

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

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

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

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) а весь период строительства скважины;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [31].

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ Р 59057-2020 [46].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;

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

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

Основными причинами возникновения ГНВП является несоблюдение требований «ПБНГП» [31]. Возможные причины, из-за которых происходят проявления: недостаточный вес бурового раствора; недостаточный долив бурового раствора в скважины при СПО, газированный буровой раствора, потеря циркуляции.

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

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

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 16 сентября 2020 года N 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации» [47].

5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно «ПБНГП» [31]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно РД 08-254-98 [48].

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

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

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

Выводы

По результатам выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при строительстве скважины. Фактические значения выявленных факторов не превышают допустимых нормативных значений. Согласно классификации помещений по ПУЭ, буровая установка, а именно роторная площадка, относится к помещениям особой опасности, поскольку зачастую на ней имеется большое количество влаги. Персонал буровой установки должен иметь III группу по

электробезопасности. Категорию тяжести труда следует оценивать для таких должностей, как бурильщик и помощник бурильщика, для которых установлена категория IIб. Буровая установка в целом относится к категории АН по взрывопожарной и пожарной опасности. Строящаяся скважина относится к объектам, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду, к объектам II категории, поскольку на ней еще не осуществляется добыча углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основываясь на техническом задании, в этой выпускной квалификационной работы были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2520 метров на газонефтяном месторождении.

Конструкция скважины, согласно решениям, включает в себя колонны направления, кондуктора, техническую и эксплуатационную колонну. Выбранный породоруразрушающий инструмент включал шарошечное долото под направление и долота с резцами PDC для остальных интервалов. Основываясь на ограничениях долот и механических свойствах пород, были разработаны оптимальные параметры режима бурения под каждый интервал. С помощью программного обеспечения была разработаны гидравлическая программа промывки скважины, режимы работы буровых насосов УНБТ-950, а также был проведен расчет бурильных колонн на прочность. По результатам расчета обсадных колонн на прочность были подобраны подходящие толщины стенок и группы прочности стали. Разработана схема обвязки цементировочной техники для крепления эксплуатационной колонны. Учитывая давление необходимое давление опрессовки эксплуатационной колонны, конструкцию скважины и состояние пластового флюида, были выбраны устьевое оборудование ОКК2-35-178х245х324 К1 ХЛ и противовыбросовое оборудование ПВО ОП-6 350/80х35.

В главе, посвященной специальному вопросу, была рассмотрена технология бурения на обсадной колонне, ее преимущества и недостатки по сравнению с технологией традиционного бурения, рассмотрены кейсы использования этой технологии и сделаны выводы об условиях возможного использования технологии.

По результатам формирования разделов социальной ответственности можно отметить, что результаты выполнения выпускной квалификационной работы соответствуют требованиям производственной и экологической безопасности.

Список использованной литературы

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание 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. – 92 с.

2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.

3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание / А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.

4. Гельфгат М.Я., АгишевА.Р. Бурение на обсадной колонне – история и современная классификация технологических схем [Электронный ресурс] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. –№12. – С. 4-17.

5. Малюков В.П., Траоре М.А. Применение технологии бурения на обсадных трубах для вскрытия продуктивных горизонтов углеводородных месторождений [Электронный ресурс] // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: "Инженерные исследования". –2017. –Т.18. – №4. –С. 472-479.

6. Фаткулин С.А. «Второе дыхание» технологии бурения на обсадной колонне [Электронный ресурс] / С.А. Фаткулин, Д.П. Гумич, С.В. Забуга, Д.Л. Каримов, Э.В. Чутчев // Бурение и нефть. – 2019. – №4. – С.30-34.

7. Чумаченко А.А, Гринько В.А. Технологии Weatherford на службе бурения [Электронный ресурс] // Бурение и нефть. – 2014. – №6. – С.17-21.

8. Allegro Casing- and Liner-While-Drilling Services [Электронный ресурс] Режим доступа: https://www.slb.com/drilling/bottomhole-assemblies/specialty-

drilling-applications/allegro-casing--and-liner-while-drilling-services (дата обращения: 17.05.2022).

9. Top-drive casing running and drilling [Электронный ресурс] Режим доступа: https://www.weatherford.com/products-and-services/tubular-running-services/traditional-systems/mechanized/top-drive-casing-running-and-drilling/ (дата обращения: 17.05.2022).

10. SureTrak steerable drilling liner service [Электронный ресурс] Режим доступа: https://www.bakerhughes.com/drilling/casing-and-liner-drilling-services/directional-liner-drilling-services/suretrak-steerable-drilling-liner-service (дата обращения: 17.05.2022).

11. Инструменты для спуска обсадных колонн CRTI® И CRTE® [Электронный ресурс] Режим доступа: https://www.ts-serv.ru/services/dolotnoe-soprovozhdenie/burenie-obsadnymi-trubami/ (дата обращения: 17.05.2022).

12. Бурение на обсадной колонне (CWD) [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.png-technologies.ru/services7/ (дата обращения: 17.05.2022).

13. Сервис спуска обсадных колонн [Электронный ресурс] Режим доступа: http://oilgns.com/nefteservis/servis-spuska-obsadnyh-kolonn.html (дата обращения: 17.05.2022).

14. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 11.05.2022).

15. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburennyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 11.05.2022).

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

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

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

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

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

21. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 11.05.2022).

22. Письмо госстроя ссср от 06.09.90 n 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: https://zakonbase.ru/content/base/45148 (дата обращения: 11.05.2022).

23. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

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

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

26. Федеральный закон «О специальной оценке условий труда» от 28.12.2013 № 426-ФЗ.

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

28. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

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

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

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

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

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

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

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

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

37. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Приложение А

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица А.1 – Проектная литолого-стратиграфическая характеристика скважины

Стратиграфическое подразделение	Интервал		Плотность	Категория пород	Коэффициент кавернозности в интервале	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
Эвенкийская свита	0	481	2-2,5	М-С	1,18	Алевролиты красновато-коричневые, пятнами и линзами зеленовато-серые, горизонтально- и волнистослоистые, тонкоплитчатые, неравномерно доломитистые. Тонкие прослойки, прожилки и гнезда розоватого гипса и ангидрита, внизу разреза - каменной соли. Доломиты и известняки серые, темно-серые и зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно глинистые, иногда алевритистые
Литвинцевская свита	481	486	2,2-2,7	СТ	1,10	Переслаивающиеся пласты доломитов и каменной соли. Доломиты серые, светло-серые зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, неравномерно глинистые и ангидритистые (до доломито-ангидритов), иногда сильно засолоненные. Каменная соль бесцветная, прозрачная, белая и розовато-белая, крупнокристаллическая
Долериты	486	568	3	К	1,02	Долериты серые и темно-серые, средне кристаллические, часто трещиноватые
Литвинцевская свита	568	742	2,2-2,7	СТ	1,10	Переслаивающиеся пласты доломитов и каменной соли. Доломиты серые, светло-серые зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, неравномерно глинистые и ангидритистые (до доломито-ангидритов), иногда сильно засолоненные. Каменная соль бесцветная, прозрачная, белая и розовато-белая, крупнокристаллическая
Ангарская свита	742	1026	2,2-2,7	СТ	1,05	Переслаивающиеся пласты доломитов, каменной соли доломито-ангидритов и глинистых доломитов. Доломиты серые, светло-серые зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, неравномерно глинистые и ангидритистые (до доломито-ангидритов) со стиллолитовыми швами, иногда глинистые. Глинистые доломиты серые, зеленовато-серые, светло-серые, неравномерно ангидритистые, слоистые. Каменная соль бесцветная, прозрачная, белая и розовато-белая, крупнокристаллическая.

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
Булайская свита	1026	1126	2,7	СТ	1,03	Доломиты серые и темно-серые, мелко- и среднезернистые массивные и слоистые (водорослевые), к низу разреза глинистые, иногда известковистые со стилолитовыми швами
Верхнебельская подсвита	1126	1452	2,7	СТ	1,05	Переслаивающиеся пласты каменной соли, доломитов и глинистых доломитов . Каменная соль бесцветная прозрачная, белая, среднекристаллическая. Доломиты серые, светло-серые, темно-серые, иногда зеленовато-серые неравномерно глинистые и ангидритистые (до доломито-ангидритов)
Ниженебельская подсвита	1452	1696	2,7	СТ	1,05	Доломиты, глинистые доломиты и известняки серые, темно-серые и коричневато-серые, тонко-, мелко- и среднезернистые, массивные и слоистые (водорослевые), со стилолитовыми швами. В породах иногда содержатся включения кремня в виде мелких линз и стяжений. Глинистые доломиты серые, зеленовато-серые, редко коричневато-серые, волнистослоистые, тонкоплитчатые
Усольская свита	1696	2058	2,6	СТ	1,05	Чередующиеся пласты и пачки каменной соли и доломитов, часто ангидритистых и глинистых, редко встречаются прослои ангидритов и доломито-ангидритов. Присутствуют интрузии долеритов.
Усольская свита (осинский горизонт)	2058	2146	2,6	СТ	1,05	Осинский горизонт представлен доломитами, доломитизированными известняками и известняками, иногда водорослевыми, со стилолитовыми швами. В нижней части преобладают пласты известняков и ангидритистых известняков, в верхней части, помимо того, часто присутствуют прослои глинистых доломитов и доломитовых мергелей
Долериты	2146	2212	3	К	1,02	Долериты серые и темно-серые, средне кристаллические, часто трещиноватые
Усольская свита	2212	2246	2,6	СТ	1,05	Чередующиеся пласты и пачки каменной соли и доломитов, часто ангидритистых и глинистых, редко встречаются прослои ангидритов и доломито-ангидритов. Присутствуют интрузии долеритов.
Тэтэрская свита	2246	2290	2,8	Т	1,12	Переслаивающиеся доломиты, глинистые доломиты, доломитистые аргиллиты и ангидриты. Фрагментами отмечается кавернозность и неравномерное засолонение. Цвет пород серый, зеленовато-серый, иногда темно-серый и коричневато-серый. Ангидрит присутствует в виде включений мелких кристаллов, гнезд и тонких прослойков. Породы плотные, редко трещиноватые

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7
Собинская свита	2290	2350	2,77	Т	1,06	Доломиты серые, коричневато-серые, тонко- и мелкозернистые прослоями массивные, прослоями глинистые и ангидритистые. В основании свиты встречается песчанистый материал
Катангская свита	2350	2360	2,6-2,7	Т	1,04	Свита сложена часто чередующимися аргиллитами, глинистыми доломитами, доломитами.
Долериты	2360	2378	3	К	1,02	Долериты серые и темно-серые, средне кристаллические, часто трещиноватые
Катангская свита	2378	2430	2,6-2,7	Т	1,04	Свита сложена часто чередующимися аргиллитами, глинистыми доломитами, доломитами.
Оскобинская свита (пласт В-VIII)	2430	2449	2,6-2,7	Т	1,07	Алевролиты темно-зеленовато-серые, серые, темно-серые полимиктово-кварцевые, часто доломитистые и ангидритистые. Песчаники серые, коричневато-серые, темно-серые полимиктово-кварцевые, мелко- и среднезернистые, плотные, иногда пористые. Доломиты серые и темно-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно ангидритистые, песчанистые, алевритистые и глинистые
Оскобинская свита	2449	2453	2,6	Т	1,07	Аргиллиты зеленовато-серые, темно-серые, неравномерно алевритистые, иногда песчанистые, тонкопараллельно- и волнистослоистые, тонкоплитчатые.
Оскобинская свита (пласт В-IX)	2453	2467	2,6-2,7	Т	1,07	Алевролиты темно-зеленовато-серые, серые, темно-серые полимиктово-кварцевые, часто доломитистые и ангидритистые. Песчаники серые, коричневато-серые, темно-серые полимиктово-кварцевые, мелко- и среднезернистые, плотные, иногда пористые. Доломиты серые и темно-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно ангидритистые, песчанистые, алевритистые и глинистые
Ванаварская свита	2467	2478	2,6	Т	1,07	Аргиллиты зеленовато-серые, темно-серые, неравномерно алевритистые, иногда песчанистые, тонкопараллельно- и волнистослоистые, тонкоплитчатые. Алевролиты темно-зеленовато-серые, серые, темно-серые полимиктово-кварцевые, часто доломитистые и ангидритистые.
Рифей	2478	2534	2,8	Т	1,05	Строматолитовые и органогенно-обломочные, иногда окремненные доломиты.

Таблица А.2 – Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: островная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие: да, нет			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных вод)	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Є2-3ev	0	30	островная	30	нет	да	нет	нет

Таблица А.3 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения (пласт)	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м^3		Подвижность, 10^{-3}м^2/МПа·с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м^3/сут	Параметры растворенного газа						Начальное пластовое давление/текущее пластовое давление,
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					Газовый фактор, м^3/т	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Vosk (B-VIII)	2436	2449	Кавернозно-поровый	0,702	0,821	Менее 0,03	0,08	1,6	5-145	193	0	0,024	0,874	0,685	21,0	21,0 /19,6*
Vosk (B-IX)	2453	2467	Кавернозно-поровый	0,702	0,821	Менее 0,03	0,18	0,95	5-80	193	0,001	0,263	0,870	0,679	21,0	21,0 /19,6*
Vvn (B-1)	2467	2478	Поровый	0,702	0,821	Менее 0,03	0,18	0,95	5-80	193	0,001	0,263	0,870	0,679	21,2**	21,2 / 19,6*
P1-2	2478	2485	Кавернозно-трещинный	0,701	0,821	Менее 0,03	0,22	1,67	10-660	194	0,021	0,108	0,898	0,689	21,19	21,19 / 19,6*
по пласту B-I данные приняты по аналогии с пластом B-IX *- Пластовое давление зарегистрировано комплексом MDT в скважине № 637 куст 4 (январь 2021 г.).																

Таблица А.4 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения (пласт)	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, % об.		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа	Свободный дебит, $м^3$/сут	Плотность газоконденсата, кг/$м^3$		Фазовая проницаемость, $10^{-15}м^2$	Начальное пластовое давление/текущее пластовое давление
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	Углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Vosk	2430	2436	поровый	Газ, конденсат	не опр.	0,1	0,76	0,752	10-250	235 (пласт. газ)	721	н/д	21 / н/д

Таблица А.5 – Водоносность

Индекс стратиграфического	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/$м^3$	Свободный дебит, $м^3$/сут	Фазовая проницаемость, 10^{-}	Химический состав воды в 10^{-3} кг-экв./$м^3$						Минерализация общая, 10^{-3} кг-экв./$м^3$	Тип вод по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения
							анионы			катионы					
	от (верх)	до (низ)					Cl^-	HCO_3^-	SO_4^{2-}	Na^+ K^+	Mg^{2+}	Ca^{2+}			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
$Є_{2-3}$ ev	0	481	поровый	1009	до 200	н/д	0,11	4,05	0,04	0,07	1,97	2,15	300	ХК	да
$Є_1$us (os)	2058	2146	каверново-поровый	1202	1,8	-	5401	15,7	9,1	3600	461	283	304000	ХК	нет
R	2485	2493	каверново-трещинный	1164	30	н/д	4451	20,8	1,63	2877	137,9	1082	258300	ХК	нет

Таблица А.6 – Давление и температура по разрезу скважины

Стратиграфическое подразделение, пласт	Интервал, м		Градиент давления						Температура в конце интервала	
			пластового			гидроразрыва пород				
	от (верх)	до (низ)	МПа/ 100м		источник получения	МПа/ 100м		источник получения	°С	источник получения
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$Є_{2-3}$ ev	0	481	-	0,932	РАС	1,58	1,58	РАС	5	РФЗ
$Є_{1-2}$lit	481	486	0,981	0,981	РАС	1,58	1,68	РАС	7	РФЗ
T_1	486	568	0,981	0,981	РАС	1,68	1,58	РАС	9	РФЗ
$Є_{1-2}$lit	568	742	0,981	0,981	РАС	1,58	1,64	РАС	10	РФЗ
$Є_1$ an	742	1026	0,922	0,922	РАС	1,64	1,67	РАС	12	РФЗ
$Є_1$bul	1026	1126	0,922	0,922	РАС	1,67	1,67	РАС	12	РФЗ
$Є_1bls_2$	1126	1452	0,951	0,951	РАС	1,67	1,67	РАС	16	РФЗ
$Є_1bls_1$	1452	1696	0,961	0,961	РАС	1,67	1,68	РАС	19	РФЗ
$Є_1$us	1696	2058	0,961	0,961	РАС	1,68	1,69	РАС	23	РФЗ
$Є_1$us(os)	2058	2146	1,010	1,010	РАС	1,69	1,68	РАС	24	РФЗ
T_2	2146	2212	0,941	0,941	РАС	1,68	1,68	РАС	24	РФЗ
$Є_1$us	2212	2246	0,961	0,961	РАС	1,68	1,69	РАС	24	РФЗ
V-$Є_1$tt	2246	2290	0,961	0,961	РАС	1,69	1,67	РАС	25	РФЗ
Vsb	2290	2350	0,912	0,912	РАС	1,67	1,67	РАС	26	РФЗ
Vktg	2350	2360	0,912	0,912	РАС	1,67	1,68	РАС	26	РФЗ
T_2	2360	2378	0,912	0,912	РАС	1,68	1,67	РАС	26	РФЗ
Vktg	2378	2430	0,912	0,912	РАС	1,67	1,68	РАС	26	РФЗ
Vosk (пласт В-VIII)	2430	2449	0,912	0,912	РАС	1,68	1,68	РАС	27	РФЗ
Vosk	2449	2453	0,912	0,912	РАС	1,68	1,68	РАС	27	РФЗ
Vosk пласт В-IX)	2453	2467	0,912	0,912	РАС	1,68	1,68	РАС	27	РФЗ
В-1	2467	2478	0,912	0,912	РАС	1,68	1,68	РАС	28	РФЗ
R	2478	2534	0,892	0,892	РАС	1,68	1,68	РАС	29	РФЗ
Примечание – Условные значения источника получения градиентов: РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах, РАС – расчет по формуле										

Таблица А.7 – Возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид осложнения (осыпи,обвалы, частичные поглощения, полные поглощения, прихватопасные зоны, солевые пласты, текущие породы, грифоны и др.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
$Є_{2-3}$ev	0	481	Поглощение БР до полного. Слабая сцементированность терригенных пород
$Є_1$ an	742	1026	Поглощение БР частичное до 20 м3/ч. Трещиноватая эндоконтактовая зона долеритов
$Є_1$ us	1696	2246	Поглощение БР частичное до 20 м3/ч. Трещиноватая эндоконтактовая зона долеритов
R	2478	2493	Поглощение БР до полного. Вскрытие в кровле рифея зоны интенсивного палеокарстования, превышение гидростатических давлений над пластовыми
$Є_{2-3}$ev	0	481	Водопроявление характеризующееся увеличением объема и изменением параметров промывочной жидкости
$Є_1$us(os)	2058	2146	Водопроявление характеризующееся увеличением объема и изменением параметров промывочной жидкости
R	2478	2485	Нефтепроявление. характеризующееся пленками нефти, переливом БР на устье скважины, увеличение объема БР в приемных емкостях, увеличением водоотдачи
R	2485	2493	Водопроявление характеризующееся увеличением объема и изменением параметров промывочной жидкости
$Є_{2-3}$ev	0	481	Прихватоопасная зона характеризующаяся сужением ствола скважины из-за образования фильтрационной корки; образование сальников

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-40 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	40	490 С-ЦВ (213С) ГЛУБУР	300	0,6
		КЛС 3-К490,0 СТ М171/Н171	450	1,07
		Переводник М-171/М171	61	0,538
		УБТС 241	5158,4	16
		Переводник П-171/162	60	0,517
		ПК-127х9,2 Е	664,2	21,3
Σ			6693,6	40

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40-1080 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
40	1080	БИТ 393,7 В 419 ТСР	100	0,45
		КЛС393,7 В-М171/Н171 РадиусСервис	260	0,8
		Переводник П-171/152	60	0,517
		МВР-240Т - Т240.3/4,50	2365	9,655
		Переводник П-152/171	60	0,517
		Переливной клапан ПК-240РС	102	0,587
		Обратный клапан КОБ-240РС	167	0,927
		Переводник П-163/171	87	0,521
		УБТС-203	3424	16
		Переводник П-147/163	60	0,517
		УБТС2-178	2496	16
		Переводник П-133/147	60	0,532
		ЯС SJ172	682	5,6
		Переводник П-162/133	50	0,532
		ПК-127х9,2 Е	32058,1	1026,8
Σ			42031,1	1080

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (1080-2250 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1080	2250	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	70	0,39
		КЛС295,3В-М152/Н152. РадиусСервис	137,7	0,57
		МВР-240Т - Т240.3/4,50	2365	9,655
		Переводник П-171/152	60	0,517
		Переливной клапан ПК-240РС	102	0,587
		Обратный клапан КОБ-240РС	167	0,927
		Переводник П-163/171	87	0,521
		УБТС-203	5136	24
		Переводник П-147/163	60	0,517
		УБТС2-178	2496	16
		Переводник П-133/171	60	0,532
		ЯС SJ172	682	5,6
		Переводник П-162/133	50	0,532
		ПК-127х9,2 Е	68360,9	2189,7
Σ			79833,6	2250

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (2250-2520 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2250	2520	БИТ 220,7 ВТ 416 УЕ	40	0,385
		КЛС220,7В-М117/Н117.РадиусСервис	70	0,55
		Переводник П 117/147	30	0,457
		ДР-178.4.55 IDT	1125	5,35
		ПК-172РС	62	0,567
		КОБ-172РС	98	0,927
		УБТС2-178	7488,0	48
		Переводник П-133/147	55	0,39
		ЯС SJ172	682	5,6
		Переводник П-162/133	50	0,532
		ПК-127х9,2 Е	76715,1	2457
Σ			86415,1	2520

Таблица Б.5 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление интервал бурения, м.		**Длина интервала, м.**	**Диаметр долота под интервал, мм.**	**Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.**	**$k_{каверн.}$**	**Объем скважины в конце интервала, м³.**
От	до					
0	40	40	490	-	1,18	8,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						**$V_{фил}$** =0,16
Расчетные потери бурового раствора при очистке						**$V_{пот}$** =5,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						**$V_{спо}$** =0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						**V_2**= 53,9
Объем раствора к приготовлению:						**$V_{бр}$** =60
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, м³.**
От	до					
40	1080	1080	393,7	426	1,1	144,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						**$V_{фил}$** =2,64
Расчетные потери бурового раствора при очистке						**$V_{пот}$**=90,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						**$V_{спо}$** =4,2
Объем раствора в конце бурения интервала						**V_2** = 189,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						**$V_{бр}$**=286,9
Объем раствора к приготовлению:						**V_3** =406,4
Техн. 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, м³.**
От	до					
1080	2250	2250	295,3	304,9	1,05	163
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						**$V_{фил}$**=0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						**$V_{пот}$**=54,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						**$V_{спо}$** =6,8
Объем раствора в конце бурения интервала						**V_2** =331
Общая потребность бурового раствора на интервале:						**$V_{бр}$**=393
Объем раствора к приготовлению:						**V_{3}'**=403,7
Экспл. колонна интервал бурения, м.		**Длина интервала, м.**	**Диаметр долота под интервал, мм.**	**Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.**	**$k_{каверн.}$**	**Объем скважины в конце интервала, м³.**
От	до					
2250	2520	270	220,7	228,7	1,07	103,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						**$V_{фил}$**=1,7
Расчетные потери бурового раствора при очистке						**$V_{пот}$**=7,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						**$V_{спо}$** =5,6
Объем раствора в конце бурения интервала						**V_2** =212
Общая потребность бурового раствора на интервале:						**$V_{бр}$**=226,9
Объем раствора к приготовлению:						**V_{3}'**=310,4

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			направление		кондуктор		техническая колонна		Эксплуатационная колонна		итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)	25	60,0	2,4	406,4	16,3	403,7	16,1	155,2	6,2	1025,3	42
кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	60,0	2,4	406,4	16,3	403,7	16,1	310,4	12,4	1180,5	48
Детергент ДПС	Снижение поверхностного нятяжения	20	60,0	3,0							60,0	3
глина ПБМБ	Структурообразователь	1000	4797,4	4,8	6095,8	6,1	6055,9	6,1			16949,1	17
ФХЛС	Понизитель вязкости	25	60,0	2,4							60,0	3
Барит	Утяжелитель	1000	3906,6	3,9	20911,7	20,9	17057,5	17,1			41875,8	42
PAC HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25			203,2	8,1	201,9	8,1			405,1	17
ПАА	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25			61,0	2,4	60,6	2,4			121,5	5
PAC LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25			243,8	9,8	242,2	9,7			486,1	20
Соль NaCl	Минерализация бурового раствора	1000			40638,5	40,6	40372,8	40,4			81011,3	82
Lubrital	Смазочная добавка	170			2031,9	12,0	2018,6	11,9	6208,8	36,5	10259,4	61
DUOVIS	Структурообразователь биополимерный	25							1055,5	42,2	1055,5	43
Крахмал	Регулятор фильтрации	25							4967,1	198,7	4967,1	199
Хлорид калия	Ингибитор	1000							12417,6	12,4	12417,6	13
Биоцидол	Бактерицид	25							155,2	6,2	155,2	7
APR	Пеногаситель	25							155,2	6,2	155,2	7
Мел	Кольматант	1000							12417,6	12,4	12417,6	13

Приложение В

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица В.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	490 С-ЦВ (213С) ГЛУБУР	0	40	600	0,033	40	0,07	1,33	0,10	1,43
Промывка (ЕНВ)										0,30
Наращивание (ЕНВ)										0,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										10,98
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										14,83
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,74
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										15,67
Бурение под кондуктор	БИТ 393,7 В 419 ТСР	40	1080	3000	0,033	1040	0,35	34,67	2,68	37,35
Промывка (ЕНВ)										0,72
Наращивание (ЕНВ)										14,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										42,43
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										99,77
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,99
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										105,25
Бурение под техническую колонну	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	1080	2250	6000	0,04	1170	0,20	46,80	7,02	53,82
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,13

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Наращивание (ЕНВ)										16,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										50,24
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										139,01
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,95
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										146,96
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 ВТ 416 УЕ	2250	2430	4500	0,05	180	0,04	9,00	7,33	16,33
Привязочный каротаж										4,62
Отбор керна	У9-220,7/100 SC – 2ТК	2430	2449	200	0,2	19	0,10	3,80	8,89	12,69
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 ВТ 416 УЕ	2449	2453	4500	0,05	4	0,00	0,20	9,12	9,32
Отбор керна	У9-220,7/100 SC – 2ТК	2453	2485	200	0,2	32	0,16	6,40	18,24	24,64
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 ВТ 416 УЕ	2485	2520	4500	0,05	35	0,01	1,75	9,78	11,53
Промывка (регламент/ЕНВ)										3,48
Наращивание (ЕНВ)										3,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										50,64
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										190,26
Ремонтные работы (ЕНВ)										15,22
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										212,15
Итого по колоннам:										480,04

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6								
Социальные отчисления, 30%				157,0								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	27,0	2,6	361,7	4,0	556,9	6,7	930,0
Социальные отчисления, 30%						8,2		110,0		169,3		282,7
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4								
Социальные отчисления, 30%				14,1								
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	2,8	2,6	37,7	4,0	58,0	6,7	96,9
Социальные отчисления, 30%						0,9		11,5		17,6		29,5
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011	0,2	49,4	2,6	661,9	4,0	1019,0	6,7	1701,7
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	279,7	2,6	3751,2	4,0	5774,8	6,7	9643,6
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			2,6	587,9	4,0	905,1	6,3	1416,0
Прокат ВЗД	сут	92,66					2,6	242,6	4,0	373,4	6,3	584,2
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,6	23,3	4,0	35,9	6,7	59,9
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	2,6	19,7	4,0	30,4	6,7	50,7
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	2,6	391,3	4,0	602,4	6,7	1005,9
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	6,6	2,6	88,8	4,0	136,7	6,7	228,3
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	19,6	2,6	262,8	4,0	404,6	6,7	675,7
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	2,6	14,5	4,0	22,3	6,7	37,2
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	33,0	2,6	443,2	0,3	53,9	6,7	1139,3
Каустическая сода	т	4,59			2,4	11,0	16,3	74,8	16,1	73,9	6,2	28,5
Глина ПБМБ	т	6,08			4,8	29,2	6,1	37,1	6,1	37,1		
Кальцинированная сода	т	20,41			2,4	49,0	16,3	332,7	16,1	328,6	12,4	253,1
PAC-HV	т	9,06					8,1	73,4	8,1	73,4		
Детергент ДПС	т	2,8			3,0	8,4						
PAC-LV	т	8,75					9,8	85,8	9,7	84,9		
Lubrital	т	8,07					12,0	96,8	11,9	96,0	36,5	294,6
Барит	т	15,24			3,9	59,4	20,9	318,5	17,1	260,6		

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Мел	т	53,68									12,4	665,6
DUO-VIS	т	21,09									42,2	890,0
Хлорид калия	т	4,4									12,4	54,6
ФХЛС	т	5,34			2,4	12,8						
ПАА	т	18,9					2,4	45,4	2,4	45,4		
Соль NaCl	т	5,31					40,6	215,6	40,4	214,5		
Крахмал	т	7,12									198,7	1414,7
Биоцидол	т	10,23									6,2	63,4
APR	т	13,4									6,2	83,1
Итого затрат зависящих от времени, руб			8749,8		643,3		8288,0		11374,7		21629,0	
Затраты, зависящие от объема работ												
490 С-ЦВ (213С) ГЛУБУР	шт	1985,7			0,1	132,4						
БИТ 393,7 В 419 ТСР	шт	1522					0,3	527,6				
БИТ 295,3 ВТ 419 СР	шт	4458,6							0,2	869,4		
БИТ 220,7 ВТ 416 УЕ	шт	5254,6									0,05	255,7
У9-220,7/100 SC – 2ТК	шт	7552,1									0,26	1925,8
КЛС 3-К490,0 СТ	шт	890,54			0,1	59,4						
КЛС393,7 В	шт	565,38					0,3	196,0				
КЛС295,3В	шт	415,54							0,2	81,0		
КЛС220,7В	шт	288,21									0,05	14,0
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		191,7		723,6		950,5		2195,5	
Итого по колоннам, руб			8749,7		835,1		9011,7		12325,1		23824,5	
Всего по сметному расчету, руб			105430,8									

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	59,1	1,8	228,3	2,1	270,4	2,1	272,5
Социальные отчисления, 30%				18,0		69,4		82,2		82,8
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,3	1,8	20,5	2,1	24,3	2,1	24,5
Социальные отчисления, 30%				1,6		6,2		7,4		7,4
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,5	1,8	13,3	2,1	15,8	2,1	15,9
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	115,7	1,8	447,0	2,1	529,4	2,1	533,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	655,9	1,8	2533,4	2,1	3000,0	2,1	3023,8
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	63,6	1,8	245,5	2,1	290,8	2,1	293,1
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,1	1,8	15,7	2,1	18,6	2,1	18,8
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	77,5	1,8	299,3	2,1	354,4	2,1	357,2
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,4	1,8	32,5	2,1	38,5	2,1	38,8
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	15,5	1,8	60,0	2,1	71,0	2,1	71,6
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2
БК-426Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	шт	142,57	1,0	142,6						
БК-324Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	шт	74,77			1,0	74,8				
БК-245Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	шт	56,93					1,0	56,9		
БК-178Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	шт	76,5							1,0	76,5
ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	шт	41,8	4,0	167,2						
ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	шт	34,6			32,0	1107,2				
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	19,4					62,0	1202,8		
ЦПЦ-178/220 (АО «УДОЛ»)	шт	17,6							65,0	1144,0
ЦКОД-426Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	шт	398,94	1,0	398,9						
ЦКОД-324Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	шт	113,1			1,0	113,1				
ЦКОД-245Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	шт	105					1,0	105,0		
ЦКОД-178Р1 («РосНефтеГазИнструмент»)	шт	101							1,0	101,0
ПРП-Ц-В-426 («ООО «Завод ЮГМАШ»)	шт	126,4	1,0	126,4						
ПРП-Ц-В-324 («ООО «Завод ЮГМАШ»)	шт	59,15			1,0	59,2				
ПРП-Ц-В-245 («ООО «Завод ЮГМАШ»)	шт	30,12					1,0	30,1		
ПРП-Ц-В/Н-178 («Уралнефтемаш»)	шт	21,5							2,0	43,0
ГЦУ-426	шт	2845	1,0	2845,0						
ГЦУ-339	шт	2550			1,0	2550,0				

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0		
ГЦУ-221	шт	1936							1,0	1936,0
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			4773,9		8023,2		8613,6		8204,7	
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х10 Д	м	37,21	40,0	1488,4						
Обсадные трубы 324х9,5 Д	м	28,53			1080,0	30812,4				
Обсадные трубы 245х7,9 Д	м	19,8					2250,0	44550,0		
Обсадные трубы 178х10,4; 178х9,2 Д	м	14,3							2520,0	36036,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	6,0	161,0						
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-50	т	29,95			33,4	1000,3	30,4	910,5	3,6	108,4
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-IIIоб(5)-50	т	32			8,5	272,0	6,3	201,6	7,3	233,6
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			2229,4		33476,85		48019,13		38723,164	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			122448,5							
Всего по сметному расчету, руб			152064,0							

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	**Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины**		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	122 757	1 802 984,79
	Итого по главе 1	**122 757**	**1 802 984,79**
2	**Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования**		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	77 374	6 502 201,46
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	953 892,64
	Итого по главе 2	**88 725**	**7 456 094,10**
3	**Глава 3. Бурение и крепление скважины**		
3.1	Бурение скважины	105 431	8 859 982,99
3.2	Крепление скважины	152 064	12 778 849,39
	Итого по главе 3	**257 495**	**21 638 832,38**
4	**Глава 4. Испытание скважины на продуктивность**		
4.1	Испытание на продуктивность	9 264	778 488,20
	Итого по главе 4	**9 264**	**778 488,20**
5	**Глава 5. Промыслово-геофизические работы**		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	29 343	2 465 905,26
	Итого по главе 5	**29 343**	**2 465 905,26**
6	**Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время**		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время , 5,4% от глав 1 и 2	11 420	959 693,29
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	846	71 088,39
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 728 648,92
	Итого по главе 6	**44 736**	**3 759 430,60**
	ИТОГО прямых затрат	**552 320**	**37 901 735,33**
7	**Глава 7. Накладные расходы**		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	110 464	7 580 347,07
	Итого по главе 7	**110 464**	**7 580 347,07**
8	**Глава 8. Плановые накопления**		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	53 023	3 638 566,59
	Итого по главе 8	**53 023**	**3 638 566,59**
	ИТОГО по главам 1-8	**715 807**	**49 120 648,99**
9	**Глава 9. Прочие работы и затраты**		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	175 373	12 034 559,00
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	31 495	2 161 308,56
9.3	Северные надбавки 2,98%	21 331	1 463 795,34
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	11 900 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	1 240 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	32 800,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	56 100,00
9.8	Авиатранспорт	-	4 678 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	260 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	600 000,00
9.11	Перевозка вахт	-	170 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	60 000,00
	Итого прочих работ и затрат	**228 199**	**34 656 562,90**
	ИТОГО по гл 1-9	**944 006**	**83 777 211,89**

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4
10	**Глава 10**		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 432	98 241,30
	Итого по главе 10	**1 432**	**98 241,30**
12	**Глава 12**		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	47 272	3 959 872,66
	Итого по главе 12	**47 272**	**3 959 872,66**
ИТОГО		**992 709**	**87 835 325,84**
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		**87 835 325,84**
	НДС (20%)		**17 567 065,17**
	ВСЕГО с учетом НДС		**105 402 391,01**

Приложение Г

Социальная ответственность

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

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