

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 1720 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m1720)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б6Б	Войцеховский Семён Николаевич		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		11.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		11.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		11.06.2021

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Войцеховский Семён Николаевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1720 метров на нефтегазовом месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-60/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазовом месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет 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. • Бурение с применением РУС с моторизированной секцией «PowerDrive Vortex»

Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Бурение с применением РУС с моторизированной секцией PowerDrive Vortex	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	20.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Войцеховский Семён Николаевич		18.03.2021

Школа: инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
---	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	40
14.05.2021	3. Бурение с применением РУС с моторизированной секцией PowerDrive Vortex	15
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		18.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Войцеховскому Семёну Николаевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Бурение скважин
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	2. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		21.05.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Войцеховский Семён Николаевич		21.05.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6Б	Войцеховскому Семену Николаевичу

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1720 метров на нефтегазовом месторождении.	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: строительство вертикальной разведочной скважины на нефтегазоконденсатном месторождении Красноярского края.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	-ГОСТ 12.0.003-74 системы стандартов безопасности труда (ССБТ). -ТУ 17-53-10-435-82 – нательная одежда -ТУ-17-06-76-94-81 -СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» -(РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты оснований и сооружений). -Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности, Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Санитарно-гигиенические требования к организации работ 2.2.3 Требования безопасности при эксплуатации бурового оборудования	-повышенная загазованность рабочей зоны; -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - физические перегрузки;
3. Экологическая безопасность:	- Загрязнения водных бассейнов и подземных вод жидкими и твердыми отходами; - пыления грузов при транспортировании, погрузке, выгрузке и складировании;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 4.1 Пожаровзрывоопасность	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		28.05.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6Б	Войцеховский Семён Николаевич		28.05.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 106 страниц, 9 рисунков, 37 таблиц, 42 источника 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, роторная управляемая система.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 1720 метров на нефтегазовом месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 1720 метров на нефтегазовом 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 роторную управляемую систему PowerDrive Vortex.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

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

Сокращения.

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

ГТН – геолого-технический наряд;

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 – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади) .	14
1.3 Зоны возможных осложнений	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	16
2.1 Проектирование конструкции скважины.....	16
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	16
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	16
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	17
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	19
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.2.1 Выбор способа бурения.....	20
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	21
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	23
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	25
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	26
2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов	27
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	34
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	36
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины.....	37
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	37
2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	37
2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	39

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	40
2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн.....	40
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	41
2.3.3.1 Обоснование способа цементирования	41
2.3.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	41
2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	42
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	44
2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин	44
2.3.4.2 Выбор жидкости глушения	44
2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	45
2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя.....	46
2.3.4.5 Выбор типа фонтанной арматуры.....	47
2.4 Выбор буровой установки.....	47
3 БУРЕНИЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ РУС С МОТОРИЗИРОВАННОЙ СЕКЦИЕЙ (VORTEX)	49
3.2 Роторная управляемая система PowerDrive vorteX	50
3.3 Вывод	54
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	55
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	55
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	56
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	58
4.1.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента. .	58
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуриванию цементной пробки	59

4.1.6	Расчет нормативного времени на геофизические работы	60
4.1.7	Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	60
4.2	Линейный календарный график выполнения работ	61
4.3	Корректировка сметной стоимости строительства скважины	62
4.3.1	Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	62
4.3.2	Расчет технико-экономических показателей	63
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	64
5.1	Организация обеспечения безопасных условий и охраны труда.. Error!	
Bookmark not defined.		
5.2	Анализ опасных и вредных производственных факторов	67
5.3	Санитарно-гигиенические требования к организации работ	68
5.4	Требования безопасности при эксплуатации бурового оборудования	70
5.5	Экологичность проекта	72
5.6	Безопасность и защита в чрезвычайных ситуациях	74
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	79
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	81
	Приложение А	85
	Приложение Б.....	92
	Приложение В	98

ВВЕДЕНИЕ

Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет Недропользователю получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

Анализ горно–геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами, песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Породы преимущественно мягкие и средней твердости. В скважине присутствует два нефтяных и два газовых продуктивных пласта.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 1720 м на нефтегазовом месторождении с учетом данных горно–геологических условий.

Так же в работе рассматриваются особенности бурения с роторной управляемой системой с моторизованной секцией PowerDrive Vortex.

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

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А.1–А.2–А.3. Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала
			Пластового, МПа на м		Порового, МПа на м		Гидро разрыва пород, МПа на м		Горного, МПа на м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	градус
Q	0	75	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0165	0,0165	0,018	0,018	-1
K ₂ tn	75	505	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0165	0,0165	0,019	0,019	-1
K ₂ sp	505	540	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0165	0,0165	0,019	0,019	0
K ₂ ns	540	905	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0178	0,0178	0,02	0,02	5
K ₂ dr	905	1000	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0178	0,0178	0,021	0,021	8
K ₁ dl	1000	1350	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0178	0,0178	0,021	0,021	21
K ₁ jak	1350	1700	0,01	0,01	0,01	0,01	0,0178	0,0178	0,021	0,021	37

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения представлены в таблице 2. Характеристики водоносности представлены в приложении А.4.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, обвалы и осыпи стенок скважины, прихватоопасные зоны, нефтегазоводопроявление представлены в приложениях А5–А8.

Таблица 2 – Характеристика нефтегазоносности

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	тыс.	Давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см ²	Давление насыщения
	от	до						
Газоносность								
K ₁ dl	1010	1020	поровый	590	150-180	–	–	–
Kjak	1630	1650	поровый	580	до 200	–	–	–
Нефтеносность								
Kjak	1650	1680	поровый	546	10	130	10,5	
Kjak	1690	1700	поровый	1010	до 300	145	11,0	

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная, то в ней планируются работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбирается закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

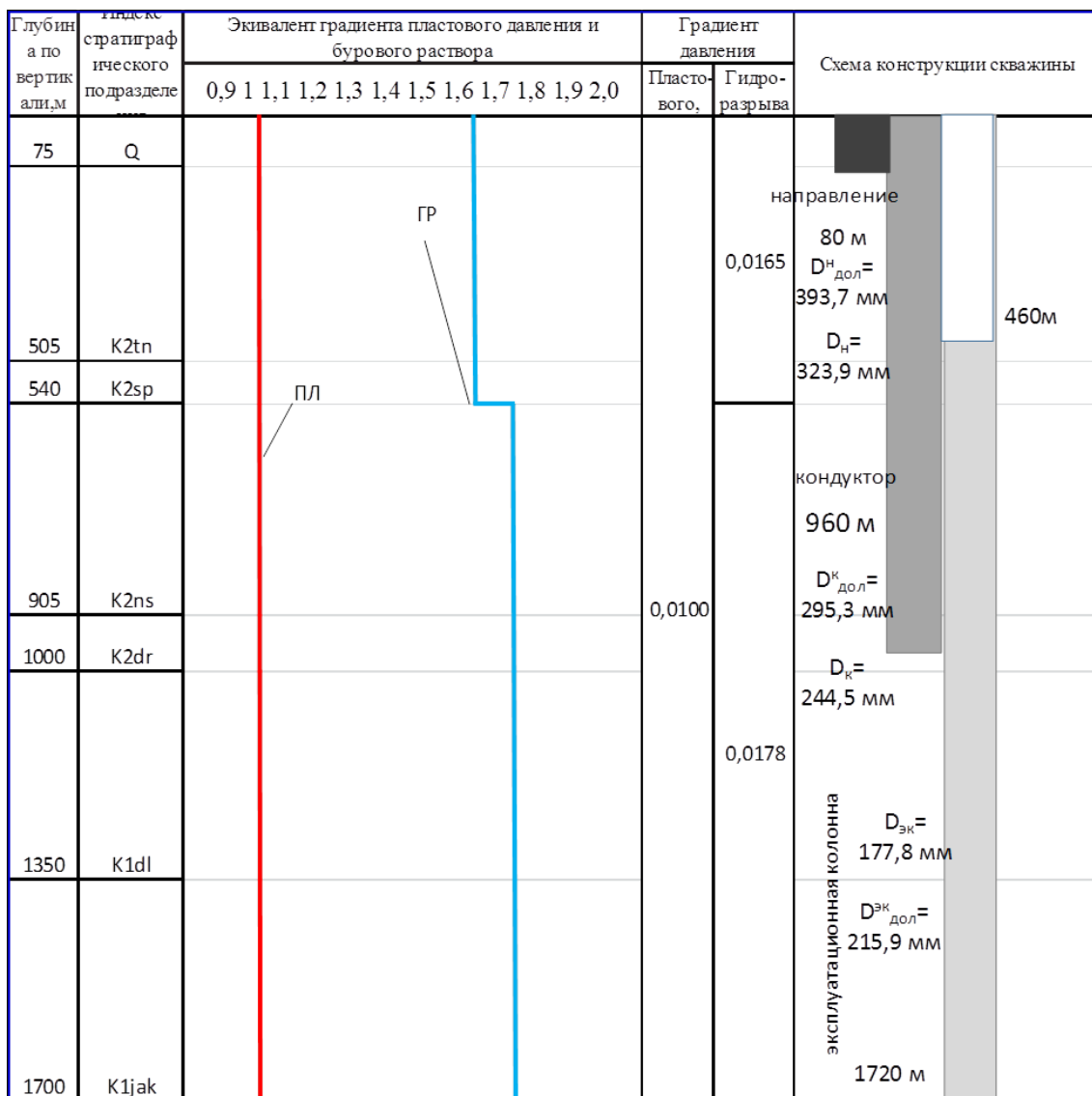


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.1.3 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. Так как в моей скважине присутствуют многолетнемерзлые породы и наиболее сложные мерзлотные условия связаны с залеганием четвертичных отложений мощностью 75 м, спускаем термокейс на глубину 80м.

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

Исходя из расчетов (Таблица 3), было принято решение спускать кондуктор на 960 м.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	K _{1dl}	K _{jak}	K _{jak}	K _{jak}
Глубина кровли продуктивного пласта, м L _{кр}	1010	1630	1650	1690
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м (Г _{пл})	0,1	0,1	0,1	0,1
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м (Г _{грл})	0,178	0,178	0,178	0,178
Относительная плотность газа по воздуху, (γ=)	0,59	0,58	546	1010
Расчетные значения				
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм (P _{пл})	101	163	165	169
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм (P _{гр})	107,69	170,88		
Значение параметра e ^s	1,02	1,04		
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	98,62	156,79		
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м (L _{конд min})	605	960	670	21,5
Требуемый запас	1,09	1,09	1,09	1,09
Принимаемая глубина	960			

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 20 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 1720 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 80 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 960 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1260 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбирается диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 177,8 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 194,5 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 177,8 мм равняется 20 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 214,5 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм;

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

$$D_{\text{к вн}} = 225,9 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Далее по аналогичным формулам рассчитываем диаметры под остальные колонны.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 17,95 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 280/80x21 (280 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 21 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКО1-21-178x245 К1 ХЛ (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	80	Роторный
80	960	Совмещенный (роторный + ВЗД)
960	1720	Совмещенный (роторный + ВЗД)
1680	1710	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направление. PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-80	80-960	960-1720	1680-1710
Шифр долота		Ш 393,7 М-ГНУ	295,3 FD 257 SM	БИТ 215,9 В613	БИТ 215,9/100 В 913
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	МС	МС	МС
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117	3 161
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	6 5/8
Длина, м		0,4	0,3	0,28	0,2
Масса, кг		163	80	40	18
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	3–8	5–12	5–15	2–5
Нагрузка, тс (G)	Максимальная	30	17	17	30
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40–600	60–400	60–120	60–400
Частота вращения, об/мин (n)	Максимальная	600	400	120	400

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов осевой нагрузки на долото приведены в таблице 6.

Таблица – 6 Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Расчёт из условия допустимой нагрузки на долото				
Интервал	0-80	80-960	960-1720	1680-1710
Исходные данные				
Порода	М	МС	МС	МС
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	21,59	21,59
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	30	17	17	30
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	24	13,6	13,6	24
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	8	12	12	5

Для направления была выбрана максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.4 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 7.

Таблица – 7 Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0–80	80-960	960–1720
Исходные данные				
Скорость, м/с ($V_{л}$)		3,4	2,8	2,8
Порода		М	МС	МС
Диаметр долота ($D_{л}$)	м	0,3937	0, 2953	0, 2159
	мм	393,7	295, 3	215, 9
Результаты проектирования				
Частота вращения n_1 , об/мин		165	181	248
Частота вращения $n_{проект}$, об/мин		60	140	180

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.

2.2.5 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 8.

Таблица 8 – Расход бурового раствора.

Интервал, м	0–80	80–960	960–1720
Исходные данные			
1	2	3	4
Диаметр долота, м ($D_{л}$)	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,5	0,5
Коэффициент кавернозности ($K_{к}$)	1,3	1,15	1,15
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,1	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч ($V_{м}$)	40	35	25
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бр}$)	0,127	0,127	0,127

Продолжение таблицы 8.

1	2	3	4
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{\text{нmax}}$)	0,0127	0,0095	0,0087
Число насадок (n)	3	9	9
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{\text{кпмин}}$)	0,5	0,5	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}$)	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{\text{р}}$)	1,12	1,12	1,08
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ ($\rho_{\text{п}}$)	1,7	1,975	2,05
Расход, л/с, Q1	79	34	18
Расход, л/с, Q2	56	34	15
Расход, л/с, Q3	55	28	24
Расход, л/с, Q4	22	50	46
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	55–70	55–70	32–40
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	55	55	40

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.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 55 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

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

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

Под направление выбран минимальный рекомендуемый расход жидкости. Под кондуктор выбран максимальный расчетный расход обеспечивающий необходимую очистку ствола скважины, вынос шлама, минимальный расход на насадках и предотвращение прихватов. При бурение под эксплуатационную колонну выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости, который близок к расчетным значениям.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0–80	80-960	960-1720
Исходные данные				
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Нагрузка, кН (G_{oc})		–	78	118
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		–	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		–	236	173
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		–	4319	3158
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		–	148	108
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		-	35	26

Для интервала бурения 80–960 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.3/4, который позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-178.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240.3/4	80-960	240	9,95	2172	30-75	62-180	26-39	114-430
ДРУ2-178РС	960-1720	178	7,6	1030	19-45	80-220	25	221-565

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1 – Б4.

Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате.

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

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

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

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наружный диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП			
								1 м трубы	секции	нараст.	на вынос.	на растяж.	на статич. прочн.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Направление														
0-80 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,407	0,407	–	–	–	
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	16	0,1450	2,320	2,727	–	–	–	
	БТ	127,0	107,0	10,0	е	ЗУ-155	23,6	0,0331	0,781	3,508	1,56	>10	>10	

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Кондуктор													
80-960 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	–	0,266	0,266	–	–	–
	Калибратор	295,3	90,0	–	–	–	0,65	–	0,143	0,409	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	8	–	0,304	0,713	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	66,4	0,1454	9,655	10,37	–	–	–
	БТ	127,0	107,0	10,0	е	3У-155	674,65	0,0331	22,33	32,70	3,28	8,29	5,50
Эксплуатационная колонна													
1680-1710 Отбор керна КНБК №4	Бурильная головка	215,9	–	–	–	–	0,2	–	0,090	0,090	–	–	–
	Керноогборный снаряд	168,0	100,0	–	–	–	36	0,0830	2,988	3,078	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	58,1	0,1454	8,448	11,53	–	–	–
	БТ	127,0	107,0	10,0	Е	3У-155	1650	0,0321	70,96	82,49	3,06	3,13	2,05
960-1720 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	–	–	–	–	0,2	–	0,090	0,090	–	–	–
	Двигатель	168,0	100,0	–	–	–	36	0,0830	2,988	3,078	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	58,1	0,1454	8,448	11,53	–	–	–
	Калибратор	127,0	107,0	10,0	Е	3У-155	2211	0,0321	70,96	82,49	3,06	3,13	2,05
	УБТ	215,9	–	–	–	–	0,28	–	0,145	0,145	–	–	–
	Яс гидрав.	172,0	–	–	–	–	9,1	–	0,130	0,275	–	–	–
	БТ	178,0	90,0	–	–	–	7	0,1454	1,018	1,292	–	–	–

2.2.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

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

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[\frac{кг}{м^3} \right]; \quad (3)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

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

P_{пл} – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать. В таблице 12 представлена величина репрессии для интервалов. В таблице 13 запроектированная величина удельного веса бурового раствора для интервалов.

Таблица 12 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под экспл. колонну	под хвостовик
Минимальная репрессия, %	10	10	5-10	5	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	9-12	5,5-8	5,5-7

Таблица 13 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	под направление	под кондуктор	под ЭЖ
Удельный вес, кг/м ³	1121	1121	1070

Интервал под направление:

Многолетнемерзлые грунты и породы распространены до глубины 540 м со средней температурой минус 3 °С. Наиболее сложные мерзлотные условия связаны с залеганием четвертичных отложений мощностью 75 м.

Возможные осложнения при бурении в ММП:

нарушение целостности обсадной колонны (кондуктора);

кавернозность ствола может достигать 1,5;

проседание грунта;

образование грифонов.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, целесообразно использовать **минерализованный глинистый буровой раствор**.

Стабилизированные полимерными реагентами слабоминерализованные глинистые буровые растворы применяются при бурении подсолевой толщи (реже надсолевой) устойчивых пород с целью минимизации возможных осложнений и повышения порога замерзания бурового раствора при бурении многолетнемерзлых пород (ММП).

. При бурении зон ММП наиболее важным является сохранение теплового баланса системы «скважина-пласт», которое в идеальном случае обеспечивается применением растворов на углеводородной основе или очисткой забоя газообразными продуктами (аэрированные растворы, пена). Однако такой подход не всегда технически и технологически оправдан, поэтому наибольшее распространение при промывке в зоне ММП чаще всего применяют глинистый раствор на водной основе с минерализацией примерно 10% NaCl, KCl и CaCl₂. При этом для снижения растепления ММП необходимо обеспечить:

- повышенную вязкость и СНС для предотвращения турбулизации бурового раствора;
- скорость восходящего потока в затрубном пространстве не более 0,15 м/с;
- температуру циркулирующего бурового раствора 3-6 °С;
- ввод дополнительных реагентов антифризов (например, полигликоли, оксали и т.д.).

Компонентный состав минерализованного глинистого раствора представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав минерализованного глинистого раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Направление	
		кг	кг/м ³	кг	уп.
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,5	32,94	2
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	80	5270	6
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1	66	3
Барит	Регулирование плотности	1000	190,33	6229	7
НПП-20М	Понизитель фильтрации	25	8	527	21
POLIPAK-R	Высоковязкий регулятор фильтрации	25	3	198	8
Хлористый натрий NaCl	Соль	1000	150	9882	10
Atren Antifoam	Пеногаситель	25	0,2	13	1

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели минерализованного глинистого раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,12
Условная вязкость, с	25-60
Пластическая вязкость, сПз	10-25
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5
pH	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Интервал под кондуктор:

Многолетнемерзлые грунты и породы распространены до глубины 540 м со средней температурой минус 3 °С.

Помимо ММП присутствуют интервалы, сложенные из набухающих глин. Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор ингибитором (гипсом).

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам.

На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить минерализованный глинистый буровой раствор. Компонентный состав минерализованного глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 16

Таблица 16 – Компонентный состав минерализованного глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Направление	
		кг	кг/м ³	кг	уп.
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,5	32,94	2
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	80	5270	6
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1	66	3
Барит	Регулирование плотности	1000	190,33	6229	7
НПП-20М	Понизитель фильтрации	25	8	527	21
POLIPAK-R	Высоковязкий регулятор фильтрации	25	3	198	8
Хлористый натрий NaCl	Соль	1000	150	9882	10
Atren Antifoam	Пеногаситель	25	0,2	13	1
Drilling Detergent	Ингибитор	210	1	197	1

Данные растворы после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические показатели минерализованного глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,12
Условная вязкость, с	25-60
Пластическая вязкость, сПз	10-25
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Интервал под эксплуатационную колонну:

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефте-газо-водопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта К1. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Данный буровой раствор обрабатывается СаСО₃ (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль рН), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения), инкапсуляторами (регулятор водоотдачи).

Компонентный состав полимерного инкапсулированного бурового раствора представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав полимерного инкапсулированного раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Экс. колонна	
		кг	кг/м ³	кг	уп
1	2	3	4	5	6
Регулятор рН: Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	0,3	63	3
Структурообразователь: Биополимер	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	0,4	84	4
Смазочная добавка: ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	25	1	210	9
Понижитель фильтрации: ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	5	1416	57
Понижитель фильтрации: ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25	1,2	340	14
Понижитель фильтрации: инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	20	1	283	12
Утяжелитель: мраморная крошка	Регулирование плотности	1000	45	12743	13

Данные растворы после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели полимерного инкапсулированного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,08
Условная вязкость, с	60
Пластическая вязкость, сПз	35
ДНС, дПа	90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	10

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении 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 Б.6.

2.2.9 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 20, 21, 22.

Таблица 20– Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от(верх)	до(низ)					количество, шт	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Под направление									
0	80	Бурение	0,48	0,057	Периферийная	8	10	110,90	4,09
Под кондуктор									
80	960	Бурение	0,953	0,097	Периферийная	8	12	73,2	3,01

Продолжение таблицы 20.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Под эксплуатационную колонну									
960	1720	Бурение	1,311	0,112	Периферийная	5	12	78,5	3,26
Отбор керна									
1680	1710	Отбор керна	0,537	0,066	Периферийная	6	5	113,2	3,26

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндров втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	80	Бурение	УНБТ-950	2	95	170	192,6	1	125	34,85	69,7
80	960	Бурение	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	115	33,12	66,24
960	1720	Бурение	УНБТ-950	1	95	170	203,3	1	125	41	41
1680	1710	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	140	293,4	1	75	17	17

Таблица 22 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	80	Бурение	103,5	81,5	0	11,8	0,2	10
80	960	Бурение	229,6	35,4	40,0	111	33,2	10
960	1720	Бурение	180,5	33,3	40,5	75,7	21,6	10
1680	1710	Отбор керна	293,4	81,4	0	26,6	20	4

2.2.10 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:

– интервал отбора керна 1680- 1710 м.

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

В таблице 23 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 23 – 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
1680-1710	КИ 7.1. 195/100	5	40	20

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	1010	Глубина скважины, м	1720
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	460	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	165
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1147

2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

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, 3 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

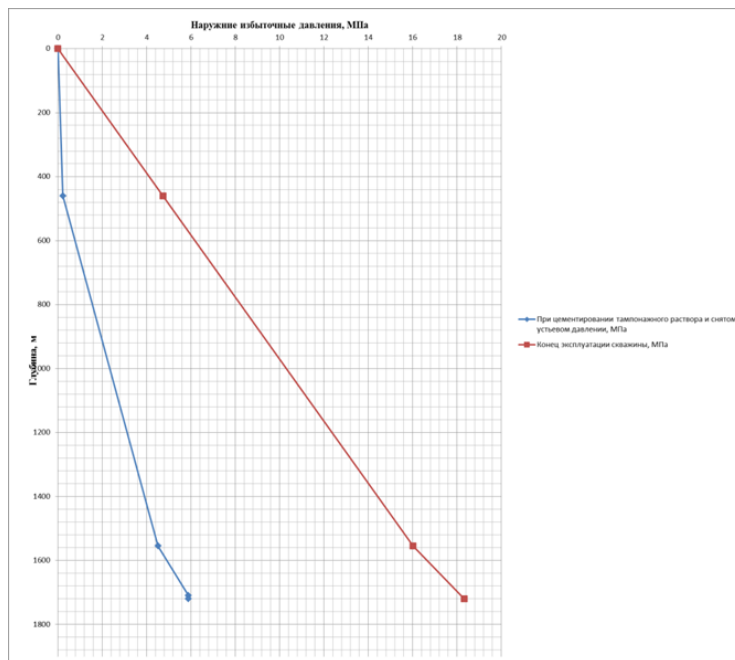


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

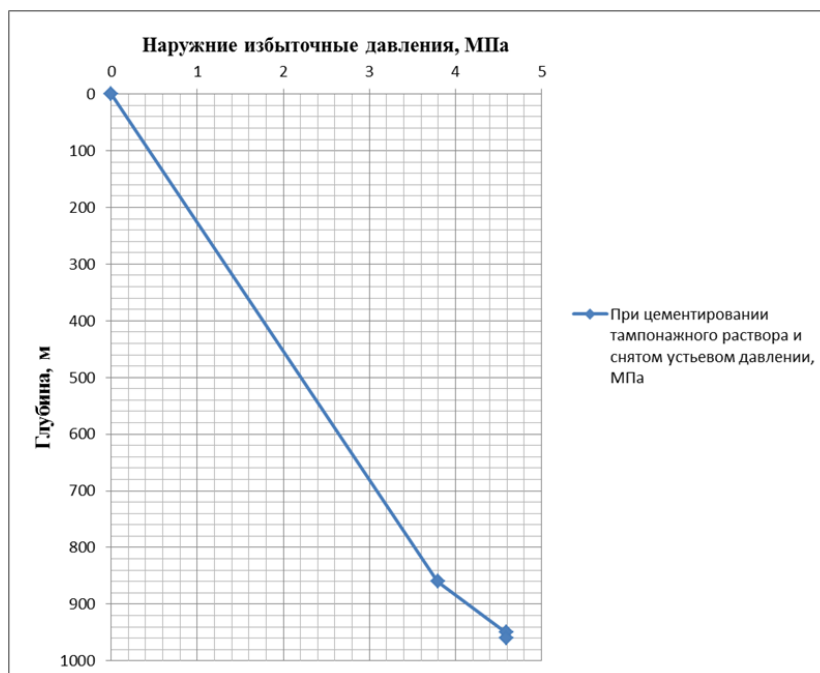


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{ви} = P_v - P_n, \quad (4)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 4,5

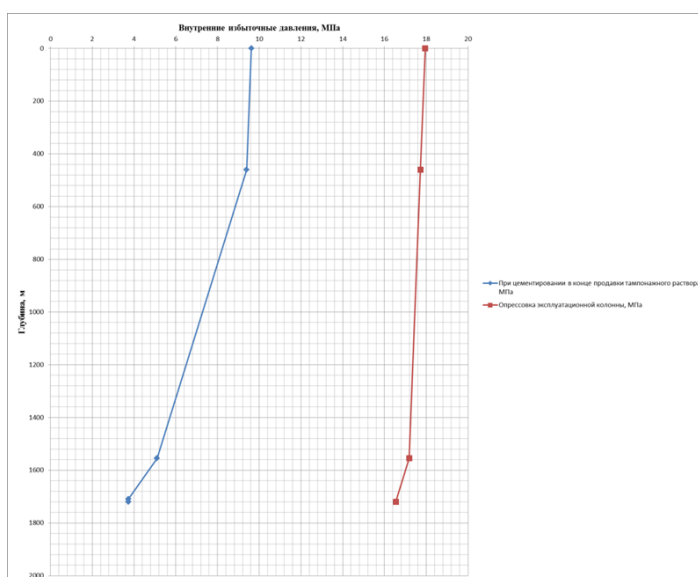


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений ЭК.

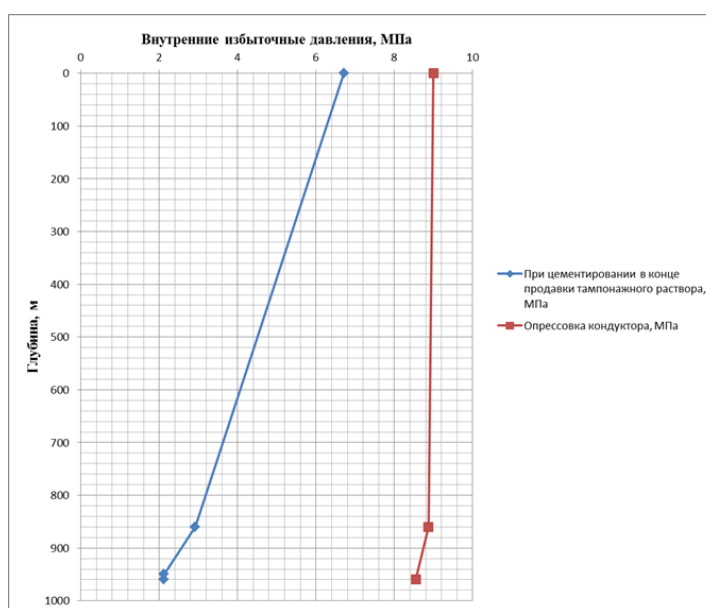


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора.

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	80	68,52	5467	5467	0-80
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	960	48,14	46205	46205	0-960
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	9,2	140	38,96	5455	59927	1720-1580
2	ОТТМ	Д	8,1	1580	34,48	54472		1580-0

2.3.2 Технологическая оснастка обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементировки эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 26.

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Кол-во элементов на интервале, шт.	Сумм. кол-во, шт.
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 323,9 мм	БКМ-324	80	80	1	1
	ЦПЦ 324/393	0	80	2	2
	ПРП-Ц 324	80	80	1	1
Кондуктор, 244,5 мм	БКМ-245	960	960	1	1
	ЦКОДУ-245	950	950	1	1
	ЦТ – 245/295	80	960	44	44
	ЦПЦ 245/295	0	80	2	24
		80	960	22	
	ПРП-Ц 245	950	950	1	1

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная колонна, 177,8 мм	БКМ-178	1720	1720	1	1
	ЦКОДУ-178	1710	1710	1	1
	ЦПЦ 178/215	0	960	19	38
		960	1720	19	
ПРП-Ц Н 178	1710	1710,2	1	1	

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.3.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$R_{гскп} + R_{гдкп} \leq 0,95 \cdot R_{гр}, \quad (5)$$

Поскольку $33,6 \leq 36,9$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень

2.3.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 27.

Таблица 27 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
	2	3				
Буферная жидкость	9,312	2,33	1050	2,33	МБП-СМ	163
		9,31	1050	9,31	МБП-МВ	140
Продавочная жидкость	36,01		1000		Тех.вода	-

Продолжение таблицы 27.

1	2	3	4	5	6	7
Облегченный тампонажный раствор	18,2	1400	12,37	ПЦТ-111-Об(4-6)-50	14998	
				НТФ	7,46	
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,36	1900	2,21	ПЦТ-11-50	4560	
				НТФ	1,38	

2.3.3.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (6)$$

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

G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

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

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 15 / 10 = 1,5 - 2$ УС 6-30

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 4,56 / 13 = 0,35 - 1$ УС 6-30

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

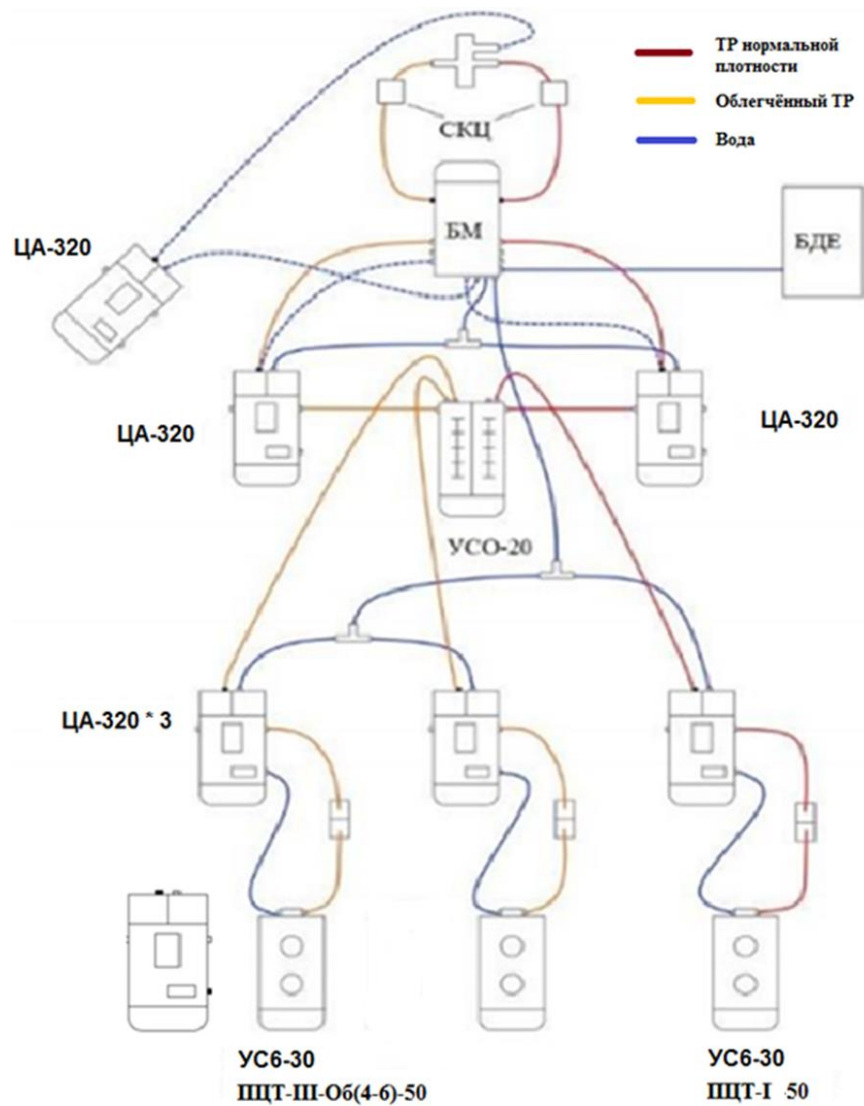


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидворонки:

СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.3.4.1 Проектирование процессов испытания скважин

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

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.3.4.2 Выбор жидкости глушения

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \text{кг/м}^3, \quad (7)$$

$$P_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+0,05)*16,87}{9,81*1720} = 1050 \text{ кг/м}^3$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] 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:

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(0 + 35,17) = 70,34 \text{ м}^3 \quad (8)$$

$V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м³,

$V_{\text{внэк.}}$ – внутренний объем ЭК, м³,

2.3.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

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

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

Вид перфорации указан в таблице 28.

Таблица 28 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
50	НКТ	Кумулятивная	ПКО 114-АТ	20	9

2.3.4.4 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после

вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

2.3.4.5 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчаником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65x21.

2.4 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 29 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	64,5	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 64,5$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	60	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 60$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	83,85	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200/83,85=2,39 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Бурение с применением РУС с моторизированной секцией (vortex)

Управляемые системы роторного бурения (rotary steerable system – RSS) – это системы, в которых долото движется по заданной траектории при непрерывном вращении бурильной колонны. Вращение забойной компоновки обеспечивает эффективную очистку скважины, снижает риск прихватов и, в конечном счёте, позволяет пробурить более протяжённые участки по сравнению с бурением забойным двигателем. Основная сложность заключается в передаче с поверхности достаточной мощности долоту, чтобы обеспечить необходимую скорость бурения. В некоторых случаях бурение забойным двигателем оказывается предпочтительным.

Полностью автоматизированные системы были впервые применены на очень дорогостоящих скважинах с большим отклонением забоя от устья, на которых они обеспечили возможность решения задач, недоступных для существующих компоновок с забойными двигателями. Рекордной является скважина, пробуренная компанией British Petroleum с южного берега Великобритании. При вертикальной глубине скважины около 1500 метров смещение её забоя составило 10100 метров.

С момента внедрения в середине 1990-х годов роторных управляемых систем (РУС) их применение и совершенствование резко возросли. К числу самых последних технологических достижений относится вращающаяся с высокой частотой управляемая система, а также комбинирование данной системы и мощного винтового забойного двигателя.

3.1 Классификация роторных управляемых систем по способу управления смещением долота

Роторные управляемые системы по способу управления смещением долота относительно оси скважины можно разделить на два основных типа.

1. «Push-the-bit» – отталкивание от стенки скважины всей компоновки или большей её части относительно оси, что вызывает давление на боковую поверхность долота в определённом направлении. К этому типу можно отнести системы «AutoTrak» компании Baker Hughes INTEQ и «PowerDrive» компании Schlumberger.

2. «Point-the-bit» – позиционирование долота. Достигается смещением приводного вала относительно компоновки, либо изменением его кривизны, что вызывает изменение угла. К этому типу можно отнести: «Geo-Pilot» компании Halliburton Sperry Drilling Services, «Well-Guide» компании Gyrodata Western Hemisphere. Также к «point-the-bit» можно отнести систему «Dart» компании Andergauge Drilling System.

3.2 Роторная управляемая система PowerDrive vorteX

В последнее время все чаще слышно про бурение наклонно-направленных скважин. Отличие ННБ от традиционного в угле отклонения от вертикали. Рост объемов наклонно-направленного бурения скважин с углами отклонения ствола скважин от вертикали более 50° обусловили ограничения по применению традиционных методов исследований с помощью аппаратуры, спускаемой в скважину на кабеле, и вызвали необходимость разработки специальных технологий доставки скважинных приборов в интервал исследований.

Компания Schlumberger разработала новую роторную систему для продуктивного бурения PowerDrive vorteX.

Роторная управляемая система PowerDrive vorteX оснащена высокомоментной силовой секцией, которая преобразует гидравлическую энергию бурового раствора в механическую. Эта энергия вместе с моментом и вращением буровой колонны, приводимой в движение буровым станком,

значительно увеличивает полезный крутящий момент и скорость вращения долота. Дополнительный момент позволяет увеличивать нагрузку на долото, что приводит к увеличению скорости механической проходки и экономически эффективному бурению.

Автоматический контроль на забое для обеспечения более точной проводки скважины

Роторная управляемая система PowerDrive vorteX обладает функцией автоматического поддержания зенитного угла, что сводит к минимуму человеческий фактор при бурении транспортных и горизонтальных секций. Автоматизация контроля на забое позволяет бурить участок с высокой скоростью механической проходки и с большей точностью, чего не удастся достичь при обычных методах бурения с контролем с поверхности. На рисунке 7 изображен РУС PowerDrive vorteX.



Рисунок 7 – РУС PowerDrive vorteX

Данная система имеет множество плюсов, по сравнению с аналогичными системами, разработанных другими компаниями:

- Сокращение времени и стоимости бурения благодаря оптимальной производительности долота и, как следствие, оптимизация скорости проходки;
- Оптимизация скорости проходки при использовании PDC долот;
- Снижение риска повреждения КНБК за счет выбора режимов с меньшей вибрацией;
- Уменьшение износа обсадных труб и бурильной колонны на участках с высокой интенсивностью кривизны ствола скважины;
- Снижение риска прихвата и оптимизация скорости проходки благодаря качественной очистке ствола от шлама и генерации крутящего момента, и вращения всех внешних элементов системы vortex;
- Снижение риска подклинка/проворота в сложных условиях бурения.

Система обеспечивает отличные характеристики бурения, благодаря простой и надежной конструкции секции отклонения.

На рисунке 8 сравнение скорости проходки, полученных практическим путем. Увеличение скорости проходки на основе полученных данных:

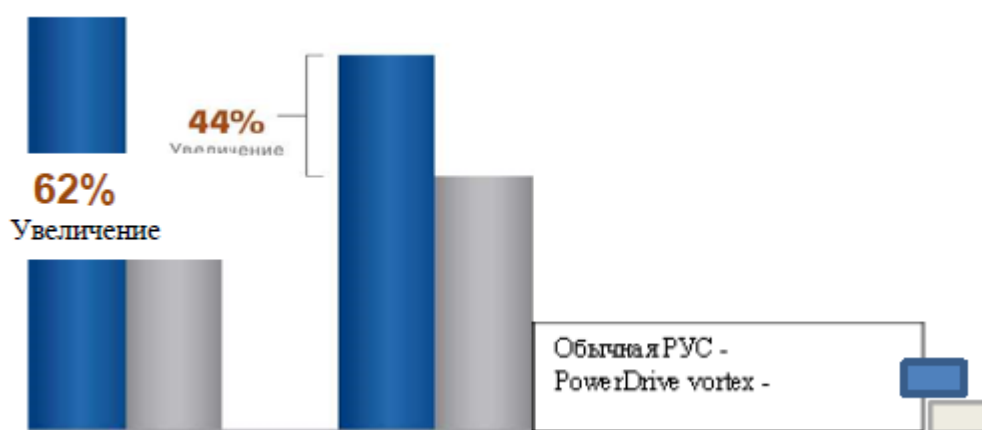


Рисунок 8. Сравнение скорости проходки, полученных практическим путем

Особенности PowerDrive vortex:

- Интегрированная силовая секция преобразует гидравлическую энергию бурового раствора в дополнительную механическую энергию долота.
- Высокая скорость вращения долота.

- Высокоэффективные блок подшипников и трансмиссия.
- Вращение всех внешних элементов со скоростью вращения бурильной колонны.

- Применима в широком диапазоне скоростей вращения бурильной колонны.

- Различные варианты стабилизации.
- Возможность автоматического удержания зенитного угла при бурении транспортного участка скважины.

Применение системы:

- Продуктивное бурение от устья до проектной глубины;
- Высокая скорость проходки при бурении твердых пород;
- Увеличение рабочего диапазона буровых станков с низким крутящим моментом.

Пример использования PowerDrive vortex в Северном море:

- 314 мм интервал, у побережья Норвегии месторождение Асгард;
- 2150 метров за 1 долбление в течение 4 дней;
- 50 % сокращение цикла строительства скважины.

На рисунке 9 данные проходки ствола скважины при помощи «PowerDrive vortex»

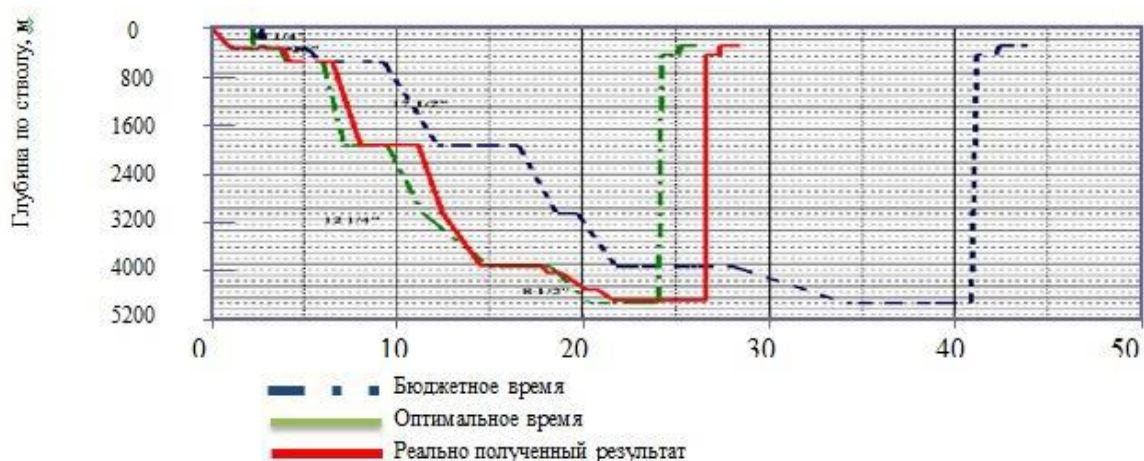


Рисунок 9. Данные проходки ствола скважины при помощи «PowerDrive vortex»

На основании представленных данных можно выделить основные преимущества системы PowerDrive vortex: уникальная концепция — непревзойдённый КПД передачи момента; доказанная на практике эффективность; возможность проработки ствола; меньший износ обсадной колонны.

3.3 Вывод

Роторная управляемая система PowerDrive vorteX оснащена высокомоментной силовой секцией, которая преобразует гидравлическую энергию бурового раствора в механическую.

Эта энергия вместе с моментом и вращением буровой колонны, приводимой в движение буровым станком, значительно увеличивает полезный крутящий момент и скорость вращения долота. Дополнительный момент позволяет увеличивать нагрузку на долото, что приводит к увеличению скорости механической проходки и экономически эффективному бурению.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Исходные данные

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	1720
Способ бурения:	
- под направление	роторный
- под кондуктор и эксплуатационную ко-	с применением ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 323,9 мм на глубину 80 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 960 м
- эксплуатационная	d 177,8 мм на глубину 1720 м
Буровая установка	УралмашЗД-86
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950–2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-80 м	55
- в интервале 80-960 м	55
- в интервале 960-1720 м	40
Утяжеленные бурильные трубы (УБТС-2):	d 178 мм 78 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 80-960 м	Д-240.3/4
- в интервале 960-1720 м	ДРУ2-178РС
- приотборекерна	БИТ 215,9/100 В 913
Бурильные трубы: длина свечей, м	36

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 31.

Таблица 31 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	80	80	0,027	460
2	80	960	880	0,028	810
3	960	1720	760	0,038	210

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8].

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (15)$$

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

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

$$N = 80 \cdot 0,027 = 2,16 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
80	0,027	2,16
880	0,028	24,64
760	0,032	24,32
Итого		51,12

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

$$n = H / P, \quad (16)$$

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

Для направления:

$$n = 80 / 460 = 0,17$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале P , м	Нормативное количество долот, шт (n)
80	460	0,09
880	810	1,08
760	1400	0,54
Итого на скважину		1,71

4.1.2. Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ запалец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;

- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

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

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = P \cdot n_{СПО}, \quad (17)$$

где $n_{СПО}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м; P – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении В.1.

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- направление: $2 \cdot 1 = 3$ мин;
- кондуктор: $26 \cdot 1 = 24$ мин;
- эксплуатационная колонна: $69 \cdot 1 = 44$ мин.

4.1.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но

не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -8 ч, кондуктора - 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;

- спуск обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины;
- время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию

колонны обсадных труб;

- цементирование скважины;
- время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию

колонны обсадных труб;

- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;

Отворачивание долота – 7 минут. Спуск бурильных свечей:

- а) определяется глубина спуска бурильного инструмента $L_c = 120$ минут;

- б) длина неизменной части бурильного инструмента $L_c = 120$ минут;
- в) определяется, длина бурильных труб $L_T = 103$ м.

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [2]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25ч.

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

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

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 227,12 часов или 9,46 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$227,12 \times 0,066 = 14,99 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 227,12 + 14,99 + 25 = 267,11 \text{ ч} = 11,13 \text{ суток.}$$


4.2 Линейный календарный график выполнения работ


Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа и авто транспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 34.

Таблица 34 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала.

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

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

Условные обозначения к таблице 35: Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж); 

Буровая бригада (бурение); 

Бригада испытания. 

Таблица 35 - Линейно-календарный график работ

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

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины представлено в таблице 36.

Таблица 36 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	Нормативная, ч	Проектная	
		ч	сут
Бурение			
Направление	2,16	2,30	0,09
Кондуктор	24,64	25,12	1,03
Эксплуатационная колонна	24,32	26,1	1,01
Крепление			
Направление	3,56	3,92	0,16
Кондуктор	31,9	33	1,33
Эксплуатационная колонна	32,4	30,5	1,27
Итого	118,98	120,94	5,89

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

Результаты расчетов сводим в таблицу 37.

Таблица 37 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	1720
Продолжительность бурения, сут.	5,89
Механическая скорость, м/ч	32,3
Рейсовая скорость, м/ч	21,17
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	10382
Проходка на долото, м	1150
Стоимость одного метра	58234

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 [12]. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрены технологические решения по строительству нефтяной вертикальной скважины в районе приравненному к крайнему северу. Что в свою очередь подразумевает тяжелые климатические условия и большую опасность возникновения опасных условий труда. Поэтому организовать работу необходимо такими путем, при котором опасные условия труда и риски возникновения несчастных случаев будут сведены к нулю. Рассмотрим опасные и вредные факторы при производстве работ.

Работа на буровой установке имеет такие особенности, как вахтовый метод работы и наличие определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, регламентируемые главой 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом». Ст. 297. регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности об обустройстве вахтовых поселков для работников. Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом. К работам не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Ст. 299-302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты - 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск). Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж

не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии»

5.1 Организация обеспечения безопасных условий и охраны труда

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда в организации возлагаются в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации на работодателя.

Работодатель обязан обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве сырья и материалов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- соответствующие требованиям охраны труда условия труда на каждом рабочем месте;
- режим труда и отдыха работников в соответствии с законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации;
- приобретение за счет собственных средств и выдачу спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты (СИЗ), смывающих и обезвреживающих средств в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением;

- организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;

- проведение специальной оценки рабочих мест по условиям труда;

- проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований) работников, внеочередных медицинских осмотров (обследований) работников по их просьбам в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ними места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров;

- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;

- расследование в установленном Правительством Российской Федерации порядке несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;

- санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников в соответствии с требованиями охраны труда;

- выполнение предписаний должностных лиц органов государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда;

- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;

- ознакомление работников с требованиями охраны труда.

Работник обязан:

- соблюдать требования охраны труда;

- правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты;

- проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте и проверку знаний требований охраны труда;

- немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе и о появлении признаков острого профзаболевания (отравления);

- проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования).

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин, буровая установка оснащается механизмами, приспособлениями и устройствами в соответствии с «Нормативами санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин», ПБвНиГП 2015г

5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Насосный блок, блок емкостей входит в состав буровой установки. В насосном блоке, установлены 2 буровых насоса УНБТ-1180. В данной области производят работы помощник бурильщика ЭиРБ 5 разряда, слесарь по обслуживанию бурового оборудования 6 разряда. Помощник бурильщика ЭиРБ 5 разряда следит за приборами на пульте управления данных насосов, производит ремонт и ревизию, а так же пуск и остановку насоса по сигналу бурильщика.

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 системы стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы при работе насоса

возможны следующие физические, химические и психофизиологические опасные и вредные производственные факторы:

- повышенная загазованность рабочей зоны;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- физические перегрузки;

Согласно СНиП 2.09.04–87 по санитарной характеристике технологический процесс относится к группе Пд – работа на открытом воздухе во все времена года и при неблагоприятных метеорологических условиях; производственные процессы осуществляются при контакте работающих с водой, глинистым и цементным раствором, сырой нефтью, водой, химическими реагентами.

При выполнении работ на территории природных очагов клещевого энцефалита, персонал обеспечивается костюмами для защиты от гнуса и клещей, состоящий из комплекта трикотажного защитного технического назначения (ТУ 17-53-10-435–82) – нательная и верхняя сетчатые рубашки и наголовная накидка) и костюма мужского летнего, защитного от насекомых (ТУ-17-06-76-94-81), брюки и куртка. Можно использовать защитную одежду, изготовленную из хлопчатобумажной ткани «Нефтяник» (ТУ 17-62-55-73).

5.3 Санитарно-гигиенические требования к организации работ

Одна из главных особенностей условий труда персонала – это работа, в основном, на открытом воздухе, а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами. При низкой (сверхдопустимых норм) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой

температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организм, что сковывает движения.

В целях нормализации теплового состояния при выполнении работ в холодный период года температура воздуха в местах обогрева поддерживается на уровне 21-25 °С. Помещение оборудовано устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых в диапазоне 35-40 °С.

В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде, в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде (на открытой территории) в течение более 10 минут при температуре воздуха до минус 10 °С и не более 5 минут при температуре воздуха ниже минус 10 °С.

Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник обеспечивается горячим питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее, чем через 10 минут после приема горячей пищи (чая и др.).

При температуре воздуха ниже минус 30 °С не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше Па. При температуре воздуха ниже минус 40 °С следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей.

В обеденный перерыв работники обеспечиваются «горячим» питанием.

Пояс светового климата, где выполняются работы, относится к I.

По задачам зрительной работы производственные помещения согласно принятой строительными нормами и правилами классификации к следующим группам:

I группа – производственные помещения и открытые площадки, на которых расположены основные рабочие места;

II группа – производственные помещения и открытые площадки, где ведется только надзор за работой технологического оборудования;

IV группа – маршевые лестницы, коридоры, проходы, переходы и т. п.

5.4 Требования безопасности при эксплуатации бурового оборудования

После окончания монтажа буровой установки все оборудование опробовано без нагрузки под руководством работников служб главного механика и главного энергетика.

В процессе эксплуатации буровую вышку и оборудование осматривают механик и буровой мастер не реже одного раза в два месяца с записью результатов осмотра в журнал проверки технического состояния оборудования.

В случаях, перечисленных ниже, кроме механика и бурового мастера в осмотре принимает участие представитель вышкомонтажной конторы:

- перед спуском обсадной колонны;
- перед началом и после окончания ловильных работ и других аварийных работ, связанных с нагрузкой на вышку;
- после открытых фонтанов и выбросов;
- до начала и после окончания передвижения вышки;
- после сильного ветра со скоростью 15 м/с и выше.

По результатам проверки технического состояния вышки составляется акт и подписывается работниками, производившими осмотр.

Поврежденные детали вышки восстанавливают или заменяют до возобновления работ. Основные виды произведенных ремонтных работ записывают в технические паспорта вышки и оборудования.

Периодичность осмотров или испытаний буровых вышек определяется инструкциями заводов-изготовителей, согласованными с Ростехнадзором. Во всех случаях эксплуатации вышки свыше семи лет она ежегодно осматривается комиссией с участием главных специалистов с составлением акта о ее техническом состоянии и заключении о пригодности вышки к дальнейшей эксплуатации.

Кронблочные, рамы кронблоков и подкронблочные балки вышек и мачт осматриваются с проверкой всех узлов крепления не реже одного раза в два месяца.

На законченной монтажом буровой установке бурение скважины может быть начато после приемки ее комиссией, назначенной приказом по предприятию. Предприятие обязано представить приемочной комиссии для ознакомления геолого-технический наряд, основную техническую документацию на буровое оборудование, акты об его испытаниях, документацию на электрооборудование и заземляющие устройства.

Комиссия составляет Акт о вводе в эксплуатацию буровой установки. Пусковая документация хранится на буровой установке.

Подача напряжения на буровые установки для производства буровых работ разрешается после окончания всех строительно-монтажных и электроналадочных работ. Напряжение должно быть подано в светлое время суток. Каждая буровая установка обеспечена переносным светильником напряжением не выше 12 В и аварийным освещением от автономного источника питания.

До начала монтажа буровая установка обеспечена радио- или телефонной связью.

Буровая установка укомплектована щитом с приборами контроля за работой механизмов и выполнением технологических процессов. Приборы должны быть хорошо видны с поста бурильщика и защищены от вибрации.

5.5 Экологическая безопасность

Основными источниками загрязнения окружающей природной среды являются:

- буровые и тампонажные растворы;
- сточные буровые воды и шлам;
- пластовые воды;
- продукты испытания скважин;
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных;
- материалы для приготовления, утяжеления и химической обработки буровых и тампонажных растворов;
- ГСМ;
- хозяйственно-бытовые сточные воды и твердые бытовые отходы;
- ливневые сточные воды.

Предусматриваемые в проекте природоохранные мероприятия обеспечивают:

- предотвращение загрязнения водных бассейнов и подземных вод жидкими и твердыми отходами;
- устранение вредного влияния на окружающую среду пыления грузов при транспортировании, погрузке, выгрузке и складировании;
- максимально возможную защиту атмосферного воздуха от отработавших газов и дыма;
- защиту прилегающих жилых районов от шума и вибрации.

Поверхностные воды отводят, придавая соответствующий уклон вертикальной планировке площадки и устраивая сети открытого или закрытого водостока, а также с помощью принудительного сброса через водоотводные трубопроводы посредством электрических насосов.

Для снижения шума и вибрации применяем:

- установку машин, при работе которых возникают вибрации, на самостоятельном фундаменте;
- увеличение массы фундаментов вибрирующего оборудования;
- устройство акустических разрывов и акустических швов вокруг фундаментов вибрирующего оборудования;
- применение звукоизолирующих кожухов и др.

Датчики ПДК на объектах бурения, добычи, промышленного транспорта нефти и газа установлены на высоте 0,5 м от уровня земли (пола):

- у основного входа на промплощадку;
- в помещениях у рабочего места персонала.

Дополнительно датчики ПДК установлены на буровой:

- у вибросита на высоте 0,5–0,7 м от его поверхности;
- на рабочей площадке на расстоянии 0,5 м от стола ротора (по горизонтали);
- в подвышечном пространстве на уровне универсального превентора на расстоянии 1 м от оси скважины в направлении преобладающего ветра;
- в насосном помещении между насосами;
- на добывающей скважине:
- у устья скважины на расстоянии 1 м от устья со стороны подхода обслуживающего персонала;
- на объектах промышленного транспорта нефти и газа:
- у камер приема и запуска очистительных устройств на расстоянии 1 м от основного разъема на уровне разъема;
- у дренажной емкости и сепаратора на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала;
- на входных манифольдах на расстоянии 1 м от арматуры (один датчик на каждые 10 м зоны обслуживания);

- у надземных кранов-отсекателей промышленных трубопроводов на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала.

Датчики дозврывоопасных концентраций (ДВК) на открытых площадках установлены на высоте 0,5–1,0 м от поверхности земли (пола).

Газосигнализаторы обеспечивают подачу предупреждающего светового и звукового сигналов при предельно допустимой концентрации (ПДК) вредных веществ.

Газосигнализаторы диалогово вычислительного комплекса (ДВК) обеспечивают подачу предупреждающего светового и звукового сигналов при концентрации горючих газов 20 % и аварийного – при 50 % от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ).

Допускается временное хранение отходов на территории предприятия сроком до одного года без оформления разрешения при соблюдении правил временного хранения отходов. Площадки временного хранения отходов оборудованы таким образом, чтобы свести к минимуму загрязнение окружающей природной среды. Нормирование объемов и условий накопления токсичных промышленных отходов на площадках временного хранения осуществляется в соответствии с нормативно-методическим документом – Предельное количество накопления токсичных промышленных отходов на территории предприятия (организации).

5.6 Безопасность при ЧС

При возникновении открытых нефтяных и газовых фонтанов на буровой необходимо:

- прекратить все работы в загазованной зоне и вывести из нее людей;
- остановить двигатели внутреннего сгорания;

- отключить силовые и осветительные линии электропередач, которые могут оказаться на загазованных участках;

- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи фонтанирующей скважины.

На границе территории установлены запрещающие знаки, а при необходимости и посты охраны:

- ввести для увлажнения фонтанирующей струи и на металлоконструкции, контактирующие с ней, максимально возможное количество воды, используя для этого все наличные производственные агрегаты, установленные за пределами загазованной зоны, и средства пожаротушения в целях предупреждения загорания фонтана;

- сообщить о случившемся руководству предприятия и вызвать на буровую военизированное подразделение по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, пожарную охрану и медицинскую службу;

- соорудить амбар для приема нефти, установить насосы и проложить трубопроводы для перекачки нефти в закрытую емкость.

Работы по ликвидации нефтегазопроявлений при освоении ведутся в соответствии с разработанным планом под руководством специалистов противofонтанной службы.

Газоопасной ситуацией считают обнаружение сероводорода в воздухе рабочей зоны в концентрациях, превышающих 3 мг/м³ (ПДК), либо получение сообщения об аварии на территории месторождения.

На случай газовой опасности разработан план мероприятий по обеспечению безопасности работающих, включающий в себя:

- систему оповещения о возникновении газоопасной ситуации;
- план эвакуации работающих и места сбора;
- систему радио и телефонной связи бригад с диспетчерской;

- количество и места стоянок вахтовых спецмашин для эвакуации работающих.

В бригадных вагонах-домиках вывешены на видных местах:

- маршруты движения автотранспорта и людей при эвакуации;
- схема возможных мест выделения сероводорода и других сопутствующих вредных веществ;
- роза ветров и преимущественные направления ветра в данной местности;
- карта местности с указанием низин, лощин и других мест возможного скопления сероводорода;
- схема расположения пожарного инвентаря.

Каждая бригада должна быть оснащена рацией с постоянным вызовом. На территории строительной площадки должно быть установлено устройство для подачи звукового сигнала (сирена, релс и т. д.) в случае возникновения газоопасной ситуации.

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;

- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии (РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты оснований и сооружений).

оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

исключение наличия источников возгорания;

испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП)

установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;

исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [37]:

природный газ – не более 4% по объему;

пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;

сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

Взрывопожаробезопасность обеспечивается следующими мероприятиями:

- электрооборудование буровой установки, КИП, электрические светильники, средства блокировки, сигнальные устройства и телефонные аппараты, устанавливаются во взрывоопасных зонах площадки строительства скважины во взрывозащищенном исполнении и с уровнем взрывозащиты, соответствующего классу взрывоопасной зоны, виду взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси .

- отечественное оборудование имеет маркировку о взрывозащите оборудования, импортное – сертификат изготовления о допустимости эксплуатации его во взрывоопасной зоне;

- эксплуатация электрооборудования при неисправных средствах взрывозащиты, блокировках, нарушениях схем не допускается;

- эксплуатация оборудования и трубопроводов, не прошедших опресовку и техническую диагностику не допускается;

- разработан план ликвидации возможных аварий, в котором, с учетом специфических условий, предусмотрены оперативные действия персонала по предотвращению аварий и ликвидации аварийных ситуаций, исключению возгорания или взрыва, системы оповещения и безопасной эвакуации людей, не занятых в ликвидации аварий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны оптимальные решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1720 метров на нефтегазовом месторождении.

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

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

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

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

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1–21–178x245 К1 ХЛ, ОП5–280/80x21, АФ1–80/65x21.

Проанализировав бурение с РУС PowerDrive Vortex можно сделать вывод, что производители таких полностью автоматизированных систем

прогрессируют с каждым годом. Она оснащена высокомоментной силовой секцией, которая преобразует гидравлическую энергию бурового раствора в механическую. Эта энергия вместе с моментом и вращением буровой колонны, приводимой в движение буровым станком, значительно увеличивает полезный крутящий момент и скорость вращения долота. Дополнительный момент позволяет увеличивать нагрузку на долото, что приводит к увеличению скорости механической проходки и экономически эффективному бурению. Это позволяет бурить скважины с большим отклонением забоя от устья, на которых они обеспечили возможность решения задач, недоступных для существующих компоновок с забойными двигателями.

Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико–экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной 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. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки МОС производства компании «NOV». // ПАО «Оренбургнефть», 2015 г.

5. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 26.05.2019).

6. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.

7. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html> (дата обращения: 26.05.2019).

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

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

10. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

11. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

12. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

13. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

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

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

16. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

17. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

18. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

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

20. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

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

22. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

23. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

24. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

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

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

27. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

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

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

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

31. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

32. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

33. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
34. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
35. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»
36. Совершенствование технологического процесса углубления скважины”, Е.Г. Леонов, С.Л. Симонянц, Учебное пособие, 2014;
37. Оганов, С. А. Технология бурения наклонно направленных скважин с большим отклонением забоя от вертикали / С. А. Оганов, А. С. Оганов. – М. : ВНИИО-ЭНГ, 2008. – 220 с.
38. «Sperry-Sun Drilling Services». Инженерный подход к бурению горизонтальных скважин: руководство по горизонтальному бурению. – США, Хьюстон, штат Техас, 2012. – 192 с.
39. Статья Weatherford “Моторизованная управляемая система прокладывает сложные траектории скважин благодаря регулируемой скорости вращения долота” / Венделл Бассарат, Weatherford.
40. Буслаев, В. Ф. Техничко-технологические решения по строительству горизонтальных и разветвлённых скважин / В. Ф. Буслаев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №3 – С. 8-10.
41. Григулецкий, В. Г. Оптимальное управление при бурении скважин / В. Г. Григулецкий. – М. : Недра. – 2018. – 229 с.
42. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справ. / А. Г. Калинин[и др.]. - М. : Недра, 2017. – 648 с.

Приложение А

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Угол падения пластов по подошве	Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	название	индекс	угол, град	
0	75	Четвертичная	Q	0	1,3
75	505	Таманская	K ₂ tn	2	1,2
505	540	Салпадаяхинская	K ₂ sp	2	1,2
540	905	Насоновская	K ₂ ns	2	1,1
905	1000	Дорожковская	K ₂ dr	2	1,2
1000	1350	Долганская	K ₁ dl	2	1,1
1350	1700	Яковлевская	K ₁ jak	2	1,2

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Стандартное описание горной породы
от	до	название	индекс	
0	75	Четвертичная	Q	Пески, глины, супеси, суглинки, с редкой галькой изверженных пород. Имеют место ледниковые отложения, в виде валунно-галечниковых отложений.
75	505	Таманская	K ₂ tn	Алевриты светло-серые, слюдистые с прослоями песков, серых, плотных, мелкозернистых, и глин темно-серых
505	540	Салпадаяхинская	K ₂ sp	Глины, темно-серые, зеленовато – серые, с прослоями алевритов, светло-серых, слюдистых и песков желтовато-серых, мелкозернистых, глинистых
540	905	Насоновская	K ₂ ns	Алевриты серые и серо-зеленые, плотные с прослоями песков серых и глин темно-серых
905	1000	Дорожковская	K ₂ dr	Глины, темно-серые, с зеленоватым оттенком, алевриты серые зеленовато-серые,
1000	1350	Долганская	K ₁ dl	Чередование песчаников серых, светло-серых, разнозернистых, кварцполеошпатовых, с алевролитами и аргиллитами зеленовато-серыми, кварцполеошпатовыми реже аркозовыми.
1350	1700	Яковлевская	K ₁ jak	Неравномерное переслаивание песчаников серых, желтовато-серых, мелкозернистых с прослоями углистых аргиллитов, аргиллитов темно-серых, зеленовато-серых, тонкослоистых, плитчатых, и алевролитов серых тонкозернистых, плотных, массивных. Встречаются прослой углей бурых.

Таблица А.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/см ³	Пористость, %	проницае- мость	Глинис- тость, %	Абразив- ность	Категория пород	
	от	до							По буриности	Породы промысловой классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	75	супески	1500	30-35	1500	10	10	1	мягкие
			суглинки	1800	25-30	10	90	4		
			пески	1500	30-35	1500	5	10		
			глины	2000	25-30	0	95	4		
K ₂ tn	75	505	алевриты	1900	25-30	10	55	4	1	мягкие
			пески	1800	30-35	1500	5	10		
			глины	2000	25-30	0	95	4		
K ₂ sp	505	540	глины	2000	15	0	95	4	1	мягкие
			алевриты	1900	15	0	55	4		
			пески	1800	25	10	10	10		

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K ₂ ns	540	905	алевриты	1900	15	0	55	4	1 1	мягкие мягкие
			пески	1800	30-35	1500	5	10		
			глины	2000	15	0	95	4		
K ₂ dr	905	1000	глины	2200	10	0	100	4	1 1	средние средние
			алевриты	2000	12	0	55	4		
K ₁ dl	10 00	1350	песчаники	1900	25	100- 1500	5	10	1 1	мягкие мягкие
			алевролиты	2100	12	20-50	35	6		
			глины	2100	10	0	95	4		
K ₁ jak	1350	1700	песчаники	1900	30	20-1950	5	10	1 1	средние средние средние мягкие
			алевролиты	2200	10	0	95	4		
			аргилиты	2000	12	20-50	25	4		
			глины	1300	5	0	0	4		

Таблица А.4 - Водоносность

Водоносность							
K _{2tn+sp}	500	540	поровый	1000	–	–	Н.Д
K _{2ns}	850	890	поровый	1015	50		Н.Д
K _{1jak}	1350	1700	поровый	1015	15		Степень минерал. - 8-10г/л, Cl ⁻ -3947-5500мг; SO ₄ -5,8-24мг; HCO ₃ - 318; Na ⁺ - 2612; Mg ⁺⁺ - 22мг; Ca ⁺⁺ - 84

Таблица А.5 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Потери циркуляции (да/нет)	Градиент давления поглощения, МПа на м		Условия возникновения
	от	до			при вскрытии	после изоляционных работ	
K _{2tn+sp}	500	540	частичное	нет	0,0149	0,0165	При прохождении песчаных пластов за счет естественной фильтрации в пласт. При увеличении плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K _{2ns}	540	905	частичное	нет	0,0160	0,0178	
K _{1dl}	1000	1350	частичное	нет	0,0160	0,0178	
K _{1jak}	1350	1700	частичное	нет	0,0160	0,0178	

Таблица А.6 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее		Дополнительные данные по раствору влияющие на устойчивость породы	Причины возникновения и мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от	до	тип раствора	плотность кг/м ³		
Q-K ₂ tn	0	505	глинистый	<1160	ПФ>10 см ³ /30 мин	Растепление ММП. Необходимо соблюдение технологической скорости бурения, температурного режима промывки
K ₂ dr	905	1000	глинистый	<1160	ПФ>10 см ³ /30 мин	Несоблюдение параметров раствора и скорости бурения. Необходимо повышение ингибирующих свойств раствора.

Таблица А.7 – Нефтеводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид проявляемого флюида	Столб газа при ликвидации ГНВП	Плотность смеси при проявлении при расчете избыточных давлений кг/м ³		Условия возникновения
	от	до			внутреннего	наружного	
K ₂ tn+ns	500	540	вода	-	1000	1000	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости СПО, снижение противодействия на пласт.
K ₂ ns	850	890	вода	-	1010	1010	
K ₁ dl	1005	1031	газ	1031	590	590	
K ₁ jak Як	1630	1650	газ	730	580	580	
K ₁ jak Як ₁₁₁	1650	1680	нефть	-	846	846	
K ₁ jak	1690	1700	нефть	-	1010	1010	

Таблица А.8 – Кавернообразование и сужение ствола.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид осложнения	Характеристика осложнения и условия возникновения
	от	до		
Q-K ₂ tn	0	500	Кавернообразование	Растепление ММП
K ₂ dr	905	1000	Кавернообразование	Разбухание глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола из-за некачественного раствора
K ₁ jak	1630	1680	Сужение ствола	В интервалах поглощений за счет глинистой корки

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-80 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса,	Длина, м
	от	до		кг	
1	0	80	Ш 393,7 М-ГНУ	250	0,4
			Переводник П-152/171	93	0,517
			КЛС 390 М	515	1,1
			Переводник М-171/161	61	0,538
			УБТС2-203	7704	36
			Переводник П-161/163	90	0,53
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
			Переводник П-163/127	87	0,521
			СБТ-127х9,19 Е	1249	40
Сумма Σ			10092,393	80	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (80-960 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса,	Длина, м
	от	до		кг	
2	80	960	295,3 FD 257 SM	80	0,3
			Переводник П-152/152	93	0,517
			К 295 MC	93	0,65
			Переводник М-152/171	60	0,517
			Д-240.3/4	2172	9,95
			Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
			Переводник П-163/152	87	0,521
			К 295 MC	93	0,65
			Переводник П-163/161	87	0,521
			УБТС2-203	2568	12
			Переводник П-161/147	60	0,517
			УБТС2-178	9360	60
			Переводник П-147/133	63	0,527
СБТ-127х9,19 Е	27238,67	872			
Сумма Σ			39556,67	960	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (960-1720м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса,	Длина, м
	от	до		кг	
3	960	1720	БИТ 215,9 В613	40	0,28
			Переводник П-117/133	37	0,47
			КЛС 215 МС	66	0,4
			Переводник М 133-117	30	0,457
			ДРУ2-178РС	1030	7,6
			Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
			Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
			Переводник П-133/147	31	0,51
			УБТС2-178	12168	78
			Переводник П-147/133	63	0,527
			СБТ-127х9,19 Е	50888	1630
Сумма Σ			64554	1720	

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (1680-1710 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
	от	до			
4	1680	1710	БИТ 215,9/100 В 913	18	0,2
			КИ 7.1. 195/100	700	7,8
			Переводник М147хН161	40	0,5
			УБТС2-178	3744	24
			Переводник П-147/133	63	0,527
			СБТ-127х9,19 Е	52355	1677
Σ			56920	1710	

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, м ³ .
от	до					
0	80	80	393,7	-	1,30	12,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 7,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 12,7
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 65,9
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
80	960	880	295,3	306,9	1,15	75,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 43,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,7
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 75,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 169,3
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 28,8
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ = 169,3
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 0
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
960	1720	760	215,9	228,7	1,15	70
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 21,16
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 5
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ = 70
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 171
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} = 0
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} = 210

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор щелочности	25	32,94	1,32	98,25	3,93	63,00	2,52	194,19	8
НРП-20М	понижитель фильтрации	25	527,05	21,08	1572,07	62,88	1049,97	42,00	3149,09	126
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	65,88	2,64	196,51	7,86		0,00	262,39	11
Глинопорошок	Структурообразователь	1000	5270,51	5,27	15720,71	15,72		0,00	20991,22	21
POLIPAK-R	Высоковязкий регулятор фильтрации	25	197,64	7,91	589,53	23,58	251,99	10,08	1039,16	42
Барит	Утяжелитель	1000	6229,08	6,23	18579,92	18,58		0,00	24809,00	25
Atren Antifoam	Пеногаситель	25	13,18	0,53	39,30	1,57		0,00	52,48	3
Хлористый натрий NaCl	Соль	1000	9882,20	9,88	29476,34	29,48		0,00	39358,53	40
DRIL-FREE	Смазочная добавка	25		0,00	2161,60	86,46	2099,93	84,00	4261,53	171
Drilling Detergent	Ингибитор	210		0,00	196,51	0,94	209,99	1,00	406,50	2
ПАВ	ПАВ	25		0,00		0,00	209,99	8,40	209,99	9
Биополимер	Структурообразователь	25		0,00		0,00	84,00	3,36	84,00	4
Инкапсулятор	стабилизатор, регулятор фильтрации	20		0,00		0,00	209,99	10,50	209,99	11

Приложение В

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица В.1 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервал бурения, м	размер долота, мм	норма прохода долота,	номер аблицы	номер графы	интервал бурения, м	норматив времени, ч/м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-80	393,7	460	11	24	0-80	0,0119	0,95
II	80-960	295,3	810	12	32	0 -100	0,0120	1,20
						100-200	0,0131	1,31
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0159	1,59
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0159	1,59
						900-960	0,0159	0,95
Итого								15,03
III	960-1720	215,9	210	12	32	960-1000	0,0157	0,63
						1000-1100	0,0158	1, 58
						1100-1200	0,0164	1,64
						1200-1300	0,0175	1,75
						1300-1400	0,0186	1,86
						1400-1500	0,0188	1,88
						1500-1600	0,0191	1,91
						1600-1700	0,0197	1,97
						1700-1720	0,0208	0,42
Итого								28,67

Таблица В.2 - Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

№	№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость тысяч рублей
			Прямые затраты
1	2	3	4
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	61121
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	229
3	1.3	Техническая рекультивация земель	12192
Итого по подготовительным работам			73542
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	151301
5	2.2	Разборка и демонтаж	1210
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	450
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	140
Итого по вышкостроению и монтажу			153101
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	49726
9	3.2	Крепление скважины	118103
Итого по бурению и креплению			167829
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	7190,4
11	4.2	Испытание объекта	42595
12	4.3	Оборудование устья скважины	3418
Итого по испытанию			53203
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	24313
Итого по промыслово-геофизическим работам			24313
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
14	6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	12238
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	1790
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	40910
Итого по разделу VI			54938
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			526926
Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	131731
Итого по разделу VII			131731

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	32932
Итого по разделу VIII			32932
ИТОГО с накладными и плановыми			691589
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	169439
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	30429
21	9.3	Северные льготы 2,98%	12128
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	3315
23	9.5	Авиатранспорт	43447
24	9.6	Транспортировка вахт	9618
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	18623
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4500
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6200
28	9.10	Бурение скважины на воду	25000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32632
Итого прочих затрат и работ			335331
ИТОГО по разделам I-IX			1046920
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	25126
ИТОГО			1072046
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	2144
Итого по подрядным работам			2144
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			219349598
НДС 20 %			43869920
ВСЕГО с учетом НДС			263219 518

Таблица В.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭЖ	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут		27634,4	3,00	82903,16	–	–	–	–	–	–
Затраты, зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	2	428,32	–	–	–	–	–	–
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	128,496	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	-	1,99	458,3	3,98	915,2	18,4	4231
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	-	-	137,49	-	274,5	-	1269
Повременная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	17,95	2	35,9	–	–	–	–	–	–
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	10,77	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	19,25	-	-	1,99	38,3	3,98	76,6	18,4	354,2
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	-	-	11,5	-	22,9	-	106,3
Повременная з/п слесаря	сут	11,20	2	22,4	–	–	–	–	–	–
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	6,72	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1
Повременная з/п д эл/монтера	сут	11,20	2	22,4	–	–	–	–	–	–
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	6,72	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п эл/монтера	сут	11,97	-	-	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	-	-	7,1	-	14,3	-	66,1
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	2	331	–	–	–	–	–	–
Расчет по страховым взносам, 30%		-	-	99,3	–	–	–	–	–	–
Содержание бурового оборудования	сут	222,28	2	444,56	1,99	442,3	3,98	884,67	18,4	4084,9
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	407,50	2	815	1,99	810,9	3,98	1621,85	18,4	7498

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Материалы и запасные части при бурении ГЗД	сут	153,75	–	–	–	–	3,98	611,93	18,4	2829
Содержание комплекта ГЗД	сут	122,28	2	244,56	1,99	242,2	3,98	486,6	18,4	2249,2
Содержание бурильных труб	сут	30,86	2	61,72	1,99	61,41	3,98	122,8	18,4	567,8
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	2	45,72	1,99	45,5	3,98	90,9	18,4	420,6
Содержание средств диспетчерского контроля	сут.	8,9	2	17,8	1,99	17,7	3,98	35,42	18,4	163,76
Содержание ДЭС	сут.	15,25	2	30,5	1,99	30,34	3,98	60,695	18,4	280,6
Электроэнергия	кВт/сут.	140,5	2	281	1,99	279,6	3,98	559,19	18,4	2585,2
Содержание ЛЭП	сут.	26	2	52	1,99	51,7	3,98	103,48	18,4	478,4
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	456	2	912	1,99	907	3,98	1814,88	18,4	4682,4
Дежурство бульдозера	сут	177,60	2	355,2	1,99	353	3,98	706,88	18,4	3267,8
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	2	388,24	1,99	386	3,98	772,59	18,4	3571,8
Техническая вода	м3	2,9	–	–	22,8	66,12	109	316,1	114	330,6
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	–	–	1,44	108,5	4,6	346,8	5,3	399,62
Сода каустическая	т	220,5	–	–	0,02	4,41	0,1	22,1	0,32	70,56
Сода кальцинированная марки	т	77,5	–	–	0,02	1,55	0,06	4,65	0,06	4,65
Полиакриламид	т	215,6	–	–	–	–	5,7	1228,9	16,4	3535,8
КМЦ	т	1144	–	–	–	–	0,23	263,12	0,25	286
Биополимер	т	1350	–	–	–	–	0,9	1215	1	1350
ПАЦ НВ	т	800	–	–	–	–	–	–	1,5	1200
ПАЦ ВВ	т	1622	–	–	–	–	–	–	0,98	1605
Ингибитор	т	652	–	–	–	–	–	–	0,04	26,08
Смазочная добавка	т	536	–	–	–	–	–	–	0,2	107,2
ПАВ	т	692	–	–	–	–	–	–	0,2	138,4
Инкапсулятор	т	983	–	–	–	–	–	–	0,5	491,5
Экопак- СЛ	т	865	–	–	–	–	–	–	0,36	311,4
Мраморная крошка	т	198,6	–	–	–	–	–	–	9,8	1940
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	25,3	–	–	24,2	612,26	120	3036	150	3795
Итого затрат зависящих от времени, руб				4740		5127		15717		35322

Таблица В.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от объёма работ								
Башмакколонный БКМ-323,9	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмакколонный БКМ-244,5	шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмакколонный БКМ-177,8	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-
Центратор ЦПН-177,8/216	шт	18,7	-	-	-	-	86	1608.2
ЦКОДМ-323,9	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-244,5	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
КОДГ-178	шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-323,9	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-177,8	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Головка цементировочная ГЦУ-323,9	шт	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-244,5	шт	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-177,8	шт	2880	-	-	-	-	1	2880
Обсадные трубы 323,9х12,1	м	37,21	80	1488,4	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5х10,6	м	28,53	-	-	960	18829	-	-
Обсадные трубы 177,8х8,1	м	23,67	-	-	-	-	1580	52074
Обсадные трубы 177,8х9,2	м	19,96	-	-	-	-	140	2595
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-150	т	26,84	2,23	59,85	21,87	594,35	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-100	т	29,95	-	-	-	-	5,796	173,6
Техническая вода	м3	2,9	5	14,3	26,56	77	57,41	166,5
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	6	875,94
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,77	21,87	131,4	56,9	342
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	2	72,8	2	72,8

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	6	7	8	9	10	11
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	1	80,6	1	80,6
Работа ЦА-320М	шт	36,8	2	73,6	3	110,4	6	220,8
Работа УС6-30	шт	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2
Работа КСКЦ 01	шт	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	24	371,76	24	371,76	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3
Транспортировка вахт, руб						1268		
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-		6770		25494		26123
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб					1			
Всего по сметному расчету, руб						58387		

