

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 2330 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

622.143:622.243.22:622.323(24:181m2330)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б5Б	Терехов Роман Игоревич		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		01.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием современных <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <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
3-2Б5Б	Терехов Роман Игоревич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской области).
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 материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	графического	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел		Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность		Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском 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	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Терехов Роман Игоревич		29.02.2020

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
---	------------

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

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Терехов Роман Игоревич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности 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	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Терехов Роман Игоревич		29.02.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Терехов Роман Игоревич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
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 -ТУ 17-62-55-73 -СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» -(РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты оснований и сооружений). -ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ -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. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	-повышенная загазованность рабочей зоны; -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - физические перегрузки; - биологические (клещи, гнус и т. п.).
3. Экологическая безопасность:	- Загрязнения водных бассейнов и подземных вод жидкими и твердыми отходами; - пыления грузов при транспортировании, погрузке, выгрузке и складировании; - загрязнение атмосферного воздуха от отработавших газов и дыма;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Терехов Роман Игоревич		29.02.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 126 страниц, 9 рисунков, 55 таблиц, 46 источников литературы и 4 приложения.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2330 метров на нефтегазовом месторождении (Томская область)

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

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. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

Сокращения.

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

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

РУС – роторная управляемая система

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади). 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.....	18
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.2.1 Выбор способа бурения.....	20
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	20
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	24
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 объемов 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 разбуривание 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.....	64
5.2	Организация обеспечения безопасных условий и охраны труда.....	65
5.3	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	69
5.4	Санитарно-гигиенические требования к организации работ	72
5.5	Требования безопасности при эксплуатации бурового оборудования	76
5.6	Безопасность и защита в чрезвычайных ситуациях	80
5.8	Экологичность проекта	86
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	92
	Приложение А	96
	Приложение Б.....	106
	Приложение В	114

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, средней твердости и твердые. В скважине присутствует один нефтяной продуктивный пласт, тип коллектора поровый.

Известно, что на месторождениях Западной Сибири имеются проблемы высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, осыпей и обвалов, прихватоопасные зоны, риск нефтеводопроявлений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2330 м на месторождении Томской области с учетом данных горно–геологических условий.

Так же в работе рассматриваются особенности бурения с роторной управляемой системой с моторизированной 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

Интервал, м		Градиенты давлений, кгс/см ² на м				Температура в конце интервала, °С
от	до	пластового	порового	гидроразрыва	горного	
0	30	0,100	0,100	0,200	0,230	6
30	180	0,100	0,100	0,200	0,230	6
180	230	0,100	0,100	0,200	0,230	10
230	420	0,100	0,100	0,200	0,230	15
420	450	0,100	0,100	0,200	0,230	16
450	600	0,100	0,100	0,180	0,230	19
600	645	0,100	0,100	0,180	0,230	22
645	742	0,100	0,100	0,180	0,230	26
742	762	0,100	0,100	0,180	0,230	27
762	1647	0,101	0,101	0,180	0,230	51
1647	2253	0,101	0,101	0,170	0,230	70
2253	2350	0,101	0,101	0,170	0,230	72

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 стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Содержание в % по весу		Ожидаемый дебит, м ³ /сут	Параметры растворённого газа					
	от	до		В пластовых условиях	После дегазации	серы	парафина		Газовый фактор, м ³ /т	Содержание в % по объёму		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости 10 ⁻⁴ /МПа	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа
										сероводорода	углекислого газа			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
K ₁ (Б ₁₁₋₁₂)	2250	2300	Поровый	0,67	0,75	0,04	0,07	190	до 55	0	0	0,968	1,74	15

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.

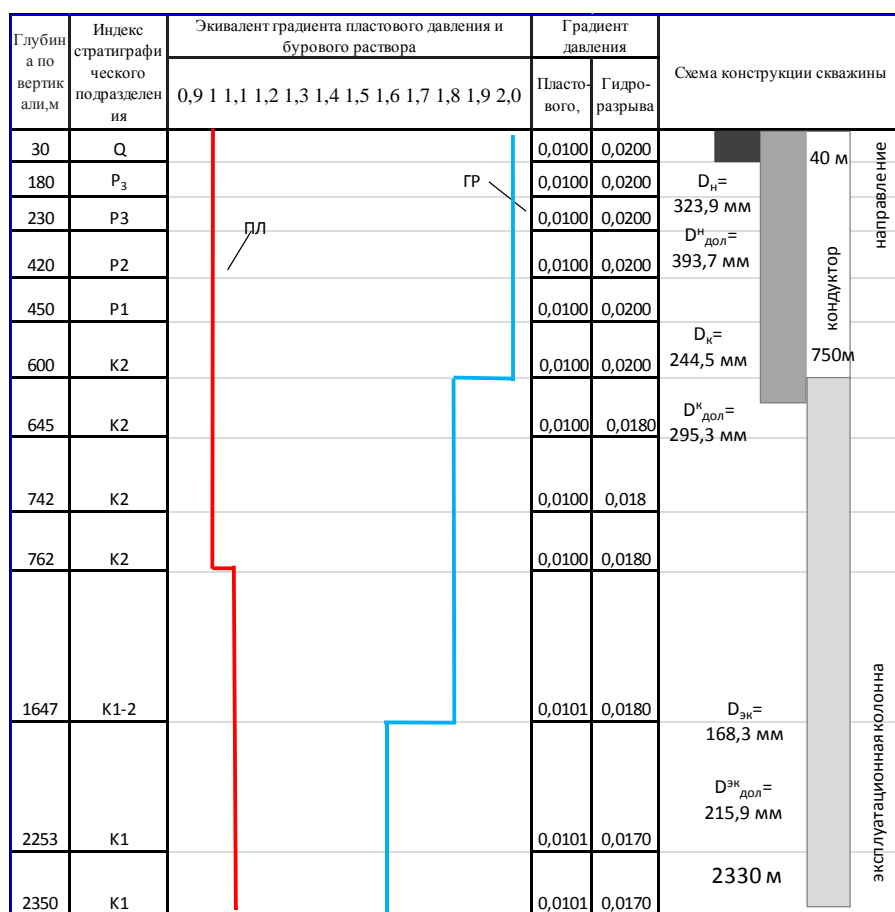


Рисунок 1 - График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (приложение А, таблица А.1 Стратиграфический разрез скважины) на 10 м. Так как в моей скважине 30 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 40 м.

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

Исходя из расчетов (Таблица 3), было принято решение спускать кондуктор на 750 м.

Таблица 3. Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	K_{1tr}
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	2250
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,101
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,18
Относительная плотность газа по воздуху, (γ)	670
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	227,25
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд min}$)	750
Требуемый запас	1,08
Принимаемая глубина	750

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2330 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

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

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 750 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1730 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбирается диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 168,3 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 187,7 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 168,3 мм равняется 25 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:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 212,7 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле:

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

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

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

$$D_{\text{тк вн}} = 227,9 \text{ мм.}$$

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 16,37 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 – ОКК1-21-168x245 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	40	Роторный
40	750	Совмещенный (роторный + ВЗД)
750	2330	Совмещенный (роторный + ВЗД)
2245	2305	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, м		0–40	40–750	750–2330	2245–2305
Шифр долота		Ш 393,7 М–ГНУ	PDC 295.3 БИТ 513 УМ	PDC 215.9 FDM616МН	PDC 215,9/100 СВ1009МН
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9	215.9
Тип горных пород		М	МС	СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117	3 161
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg	–
Длина, м		0.40	0,30	0,28	0,2
Масса, кг		163	80	40	18
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	3–8	5–12	5–15	2–5
	Предельная	30	17	17	30
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40–300	60–300	60–300	20–40
	Предельная	–	400	400	120

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

Интервал, м		0–40	40–750	750–2330
Исходные данные				
Диаметр долота, см (D_d)		39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)		30	17	15
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)		4	12	12
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)		3	10	10

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	0–40	40–750	750–2330
Исходные данные			
Скорость, м/с ($V_{д}$)	3,4	2	2
Диаметр долота ($D_{д}$)	м	0,3937	0,2159
	мм	393,7	215,9
Результаты проектирования			
Частота вращения n_1 , об/мин	165	130	177
Частота вращения $n_{стат}$, об/мин	60	140	180
Частота вращения $n_{проект}$, об/мин	60	130	177

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0–40 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

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	0–40	40–750	750–2330
Исходные данные			
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,65	0,5
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,3	1,3	1,5
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,15	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	0,011	0,0083	0,0042
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бр}$)	0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м (d_{max})	0,203	0,235	0,166
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0159	0,0127	0,0111
Число насадок (n)	3	6	6
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmin}$)	0,5	0,5	0,5
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmax}$)	1,3	1,3	1,5
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,2	1,15	1,08
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ ($\rho_{п}$)	2,0	2,26	2,12
Расход, л/с, Q1	79	45	18
Расход, л/с, Q2	54,46	30,23	11,52
Расход, л/с, Q3	194,25	144,5	95,5
Расход, л/с, Q4	28,08	44,86	39,21
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	55–70	55–70	32–40
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	70	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 70 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 максимальный 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		0–40	40–750	750–2330
Исходные данные				
Диаметр долота (D_d)	м	–	0,2953	0,2159
	мм	–	295,3	215,9
Нагрузка, кН (G_{oc})		–	120	147
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		–	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		–	262	191
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		–	3770	2796
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		–	148	108
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		-	37	27

Для интервала бурения 40–750 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУЗ-172.7/8РС, 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
ДГР–240.7/8.55	40–750	240	9975	2432	30–75	62–180	26,0–39,0	114–430
ДРУЗ–172РС	750–2330	172	5000	1179	19–40	80–200	25,3	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 тубы, резьбовых переводников.

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1 – Б4.

Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате.

Табличное значение $Q_{\text{ТК}}$ 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 $C=0,9$.

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

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

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{133,2}{8,222 + 80,762} = 1,49 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{8,222 + 80,762} = 1,56 > 1,15$$

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	Наруж. 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													
0-40 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,5	–	0,380	0,380	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	16,6	0,0850	1,411	1,791	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-95	14	0,0312	5,41	6,075	2,1	10	7,8
Кондуктор													

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
40-750 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,4	–	0,200	0,200	–	–	–
	Калибратор	295,3	80,0	–	–	–	0,65	–	0,138	0,338	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	9,97	–	0,364	0,702	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	48	0,1560	7,488	8,190	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-95	742,95	0,0312	23,19	31,38	1,25	7,61	3,94
Эксплуатационная колонна													
2245-2305 Отбор керна КНБК №4	Бурильная головка	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,067	0,067	–	–	–
	Керноотборный снаряд	178,0	100,0	–	–	–	8,3	–	0,054	0,121	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП- 162-95	2606	0,0312	81,37	81,49	2,39	2,93	1,91
750-2330 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,067	0,067	–	–	–
	Двигатель	172,0	–	–	–	–	5	–	1,200	1,265	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	3,137	–	–	–
	Калибратор	215,0	70,0	–	–	–	0,4	–	0,045	3,182	–	–	–
	УБТ	178,0	90,0	–	–	–	24	0,1560	3,744	6,926	–	–	–
	Яс гидрав.	172,0	76,2	–	–	–	3,5	–	0,385	7,311	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП- 162-95	2596	0,0312	81,04	88,35	2,45	2,70	1,84

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:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[\frac{кг}{м^3} \right]; \quad (8)$$

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	1193	1172	1098

Интервал под направление:

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

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бentonитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав бentonитового раствора представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
		кг		кг/м ³	Направление
			кг		уп.
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,7	14	1
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	50	987	1
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	24	1
Понизитель вязкости: ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	1,5	10	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	190,33	3758	4

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

Таблица 15 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,19
Условная вязкость, с	40
Содержание песка, %	< 2

Интервал под кондуктор:

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

осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимерглинистый буровой раствор.

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

Для предупреждения возможных поглощений используется ПАЦ НВ.

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 16

Таблица 16 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов	
		ед. изм.		Кондуктор	
		кг	кг/м ³	кг	уп
1	2	3	4	5	6
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,5	96	4
Структурообразователь: Глинопопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	40	7645	8

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	229	9
Ингибитор Drilling Detergent	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	1	191	1
Понизитель фильтрации: Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,5	96	4
Смазочная добавка: ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	25	5	956	38
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	162,16	30994	31
Понизитель фильтрации: ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	5	956	38

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

Таблица 17 – Технологические показатели полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,17
Условная вязкость, с	35
Пластическая вязкость, сПз	18
ДНС, дПа	80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
рН	9
Содержание песка, %	< 1,5

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 CaCO_3 (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), 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 pH: Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,3	85	4
Структурообразователь: Биополимер	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	0,4	113	5

Продолжение таблицы 18

1	2	3	4	5	6
---	---	---	---	---	---

Смазочная добавка: ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	25	1	283	12
Понизитель фильтрации: ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	5	1416	57
Понизитель фильтрации: ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25	1,2	340	14
Понизитель 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	1,10
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
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении 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)					кол-во, шт	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Под направление									
0	40	Бурение	0,495	0,059	Периферийная	3	17	105,7	3,84
Под кондуктор									

Продолжение таблицы 20.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
40	750	Бурение	0,81	0,082	Периферийная	6	12	82,9	3,28
Под эксплуатационную колонну									
750	2330	Бурение	1,159	0,087	Периферийная	5	9,5	90,4	4,00
Отбор керна									
2245	2305	Отбор керна	0,852	0,064	Периферийная	8	5	93,7	3,16

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
от (верх)	до (низ)				КП Д	диаметр цилиндров втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	40	Бурение	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	125	36	72
40	750	Бурение	УНБТ-950	2	95	150	266	1	110	28,16	56,32
750	2330	Бурение	УНБТ-950	1	95	150	266	1	125	32	32
2245	2305	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	105	23,52	23,52

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				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)		насадках долота	забойном двигателе				
0	40	Бурение	89,4	74,0	0	5,4	0,1	10
40	750	Бурение	175	45,5	59,6	44,9	15	10
750	2330	Бурение	203,7	52,1	87,2	40,5	13,8	10
2245	2305	Отбор керна	96,8	56	0	21,7	13	6

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

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

– интервал отбора керна 2245-2305 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
2245 - 2305	КИС 168/100 (36м)	5	40	10

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	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	670	Глубина скважины, м	2330
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	600	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	180
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1553,3

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».

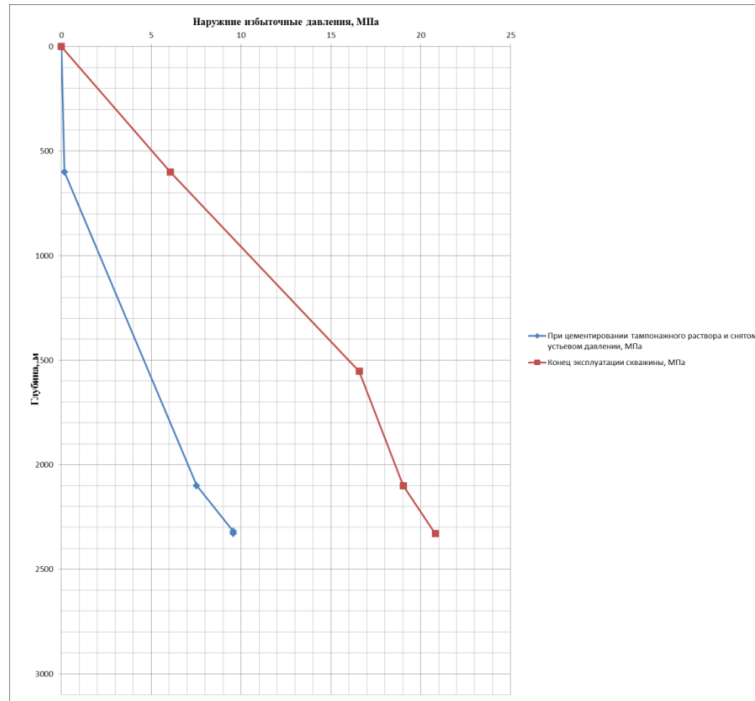


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ



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 .

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (5)$$

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

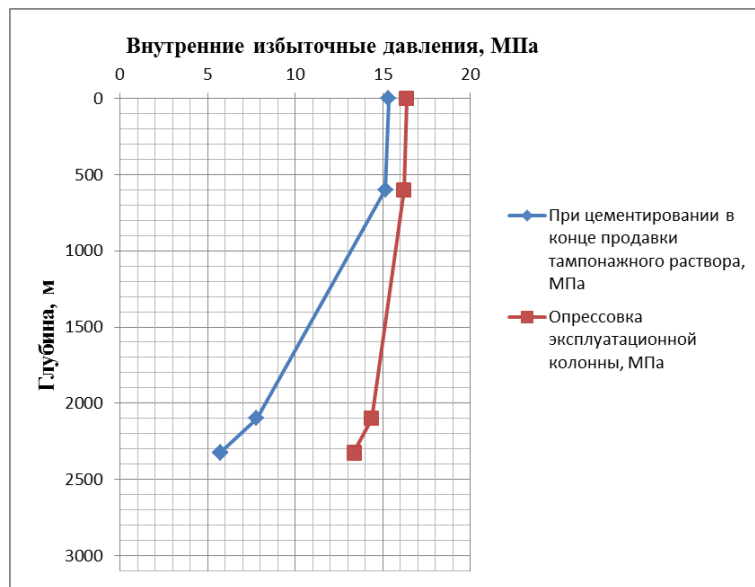


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений ЭК.

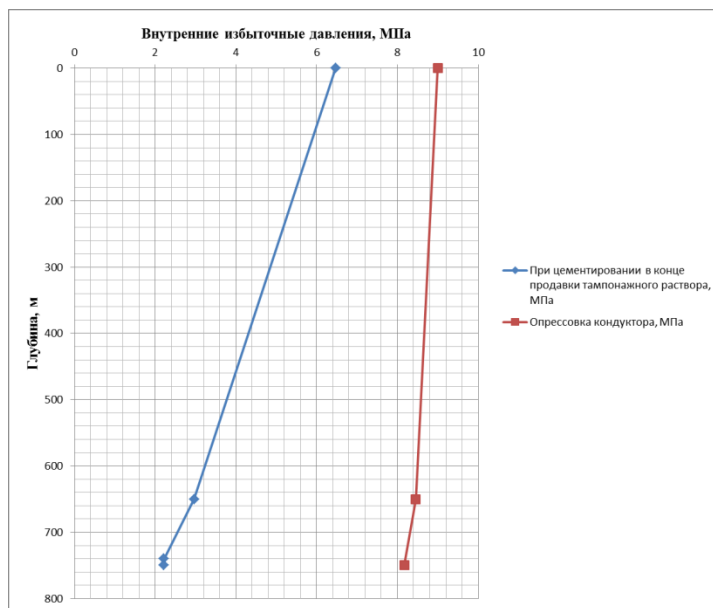


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора.

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	40	68,52	3426	3426	0-40
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	750	48,14	36108	36108	0-750
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	130	36,11	4694	83907	2330-2200
2	ОТТМ	Д	8,0	2200	36	79213		2200-0

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, D _{усл}	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, 324 мм	БКМ-324	40	40	1	1
	ЦПЦ 324/393	0	40	1	1
	ПРП-Ц 324	40	40	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	750	750	1	1
	ЦКОДУ-245	740	740	1	1
	ЦТ – 245/295	40	750	36	36
	ЦПЦ 245/295	0	40	4	22
		40	750	18	
ПРП-Ц 245	740	740	1	1	

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная колонна, 168 мм	БКМ-168	2330	2330	1	1
	ЦКОДУ-168	2320	2320	1	1
	ЦПЦ 168/215	0	750	15	55
		750	2330	40	
ПРП-Ц Н 168	2320	2320,2	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:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр},$$

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

2.3.3.2 Расчет объемов 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	
1	2	3	4	5	6	
Буферная жидкость	11,57	2,3	1030	2,3	МБП-СМ	161
		9,27	1030	9,27	МБП-МВ	139
Продавочная жидкость	44,36	1000	–	Тех.вода	–	
Облегченный тампонажный раствор	31,12	1400	21,565	ПЦТ-111-Об(4-6)-100	26139	
				НТФ	12,76	

Продолжение таблицы 27

Нормальной плотности тампонажный раствор	3,42	1820	2,23	ПЦТ-11-150	4508
				НТФ	1,40

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:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \text{ где}$$

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

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

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

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 26,14 / 10 = 2,61 - 3$ УС 6-30

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 4,51 / 13 = 0,35 - 1$ УС 6-30

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

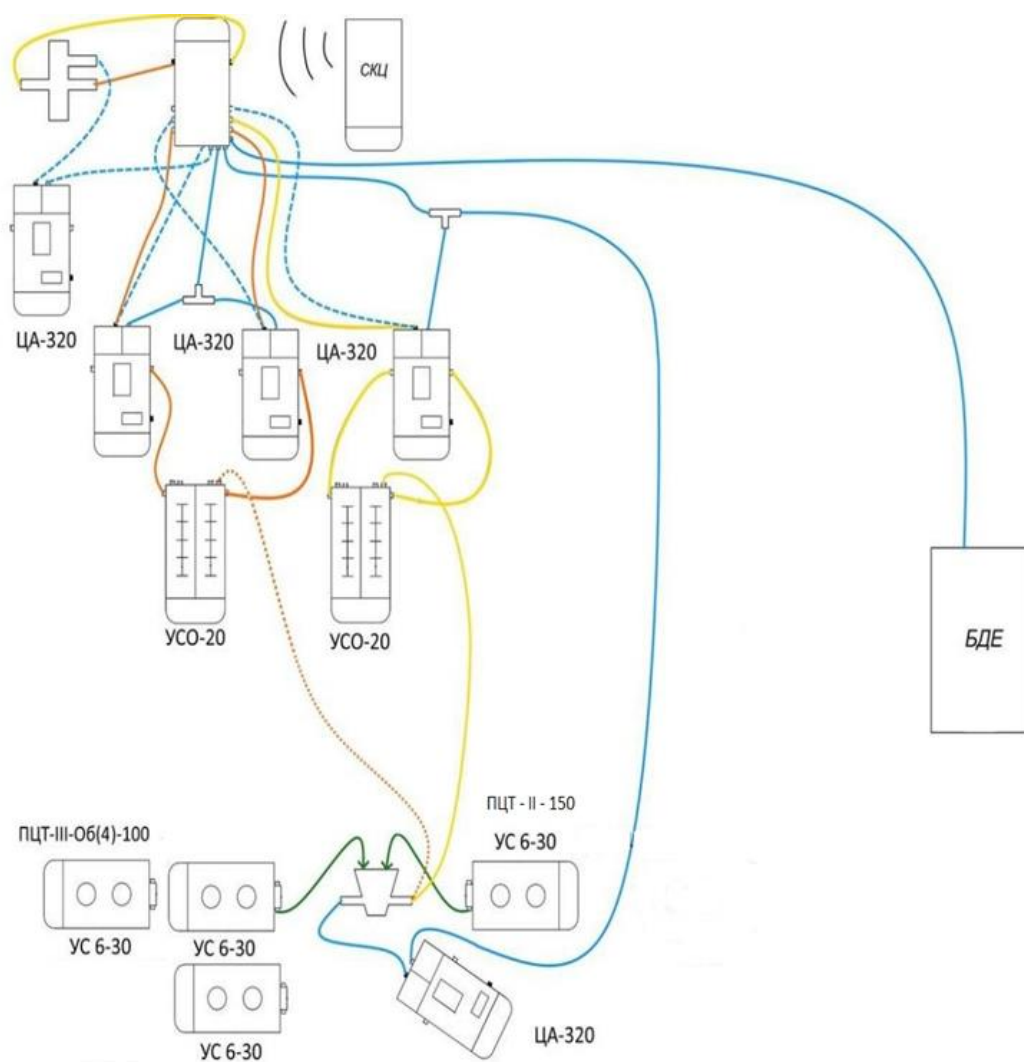


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки:
 СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная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

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = \text{кг/м}^3, \quad (13)$$

$$P_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+0,05)*23,15}{9,81*2330} = 1059 \text{ кг/м}^3$$

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:

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк}}) = 2(0 + 42,36) = 84,72 \text{ м}^3 \quad (14)$$

$V_{\text{внхв}}$ – 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 песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная 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})	73,8	$\frac{[G_{кр}] \times 0,6}{Q_{бк}} \geq$	120 > 73,8
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	83,9	$\frac{[G_{кр}] \times 0,9}{Q_{об}} \geq$	180 > 83,9
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	109,1	$\frac{[G_{кр}]}{Q_{пр}} \geq 1$	200/109,1=1,83 > 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:

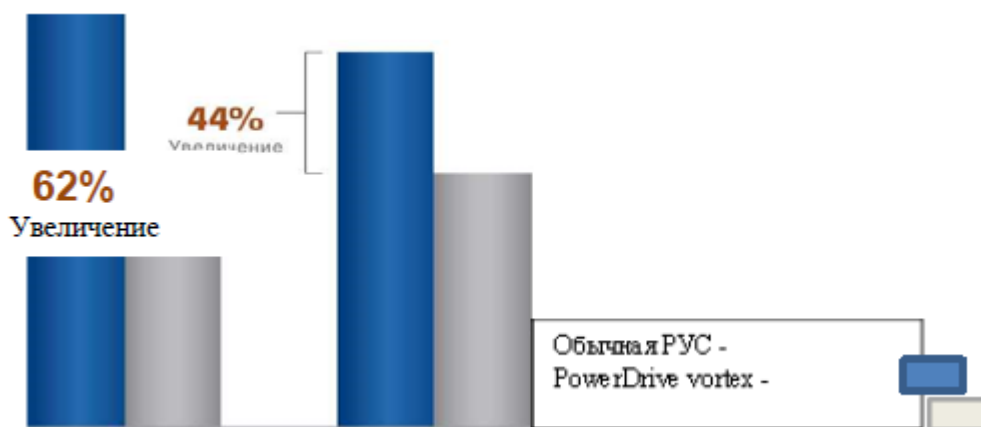


Рисунок 8. Сравнение скорости проходки, полученных практическим путем

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»

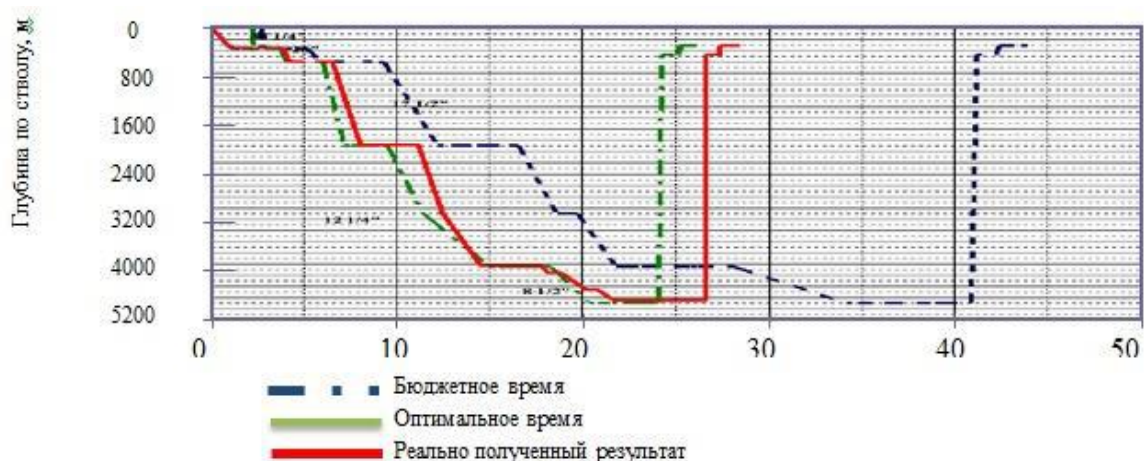


Рисунок 9. Данные проходки ствола скважины при помощи «PowerDrive vortex»

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:	2330
Способ бурения:	
под направление	роторный
под кондуктор и эксплуатационную колонну	с применением ГЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
направление	d 323,9 мм на глубину 40 м
кондуктор	d 244,5 мм на глубину 750 м
эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 2330 м
Буровая установка	УралмашЗД-86
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
тип– количество, шт.	УНБТ-950–2 шт.
производительность, л/с:	
в интервале 0-40 м	70
в интервале 40-750 м	55
в интервале 750-2330 м	32
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 58 м
Забойный двигатель (тип):	
в интервале 40-750 м	ДГР-240.7/8.55(0°00')
в интервале 750-2330 м	ДРУ2-172РС (0°00')
при отборе керна	PDC 215,9/100 СВ1009МН
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	40	40	0,027	460
2	40	750	710	0,028	810
3	750	2330	1580	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:

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

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
40	0,027	1,08
710	0,028	19,88
1580	0,032	50,56
Итого		69,36

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:

$$n = 40 / 460 = 0,09$$

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)
40	460	0,09
750	810	0,93
1580	1400	1,13
Итого на скважину		2,15

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

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

где $n_{сно}$ – 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: $2 \cdot 1 = 2$ мин;
- кондуктор: $26 \cdot 1 = 26$ мин;
- эксплуатационная колонна: $69 \cdot 1 = 69$ 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 266,2 часов или 11,09 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$266,2 \times 0,066 = 17,56 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 266,2 + 17,56 + 25 = 308,76 \text{ ч} = 12,86 \text{ суток.}$$


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	1,5	1,6	0,09
Кондуктор	35,96	39,19	1,68
Эксплуатационная колонна	87,53	95,4	5,46
Крепление			
Направление	3,56	3,92	0,16
Кондуктор	16,0	18,6	0,77
Эксплуатационная колонна	32,4	30,5	1,27
Итого	176,97	189,27	9,43

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	2330
Продолжительность бурения, сут.	9,64
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.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2019 года 204,2.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Организация обеспечения безопасных условий и охраны труда

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» [27]. 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»

5.2 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;

– обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочих местах работников и проверку их знаний требований охраны труда, недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке указанное обучение, инструктаж, стажировку и проверку знаний требований охраны труда;

– 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;

– недопущение работников к выполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров, а также в случае медицинских противопоказаний;

– информирование работников об условиях и охране труда на рабочих местах, о существующем риске повреждения здоровья и полагающихся им компенсациях и средствах индивидуальной защиты;

– предоставление органам государственного управления охраной труда, органам государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда информации и документов, необходимых для осуществления ими своих полномочий;

- 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;

- беспрепятственный допуск должностных лиц органов государственного управления охраной труда, органов государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда, органов Фонда социального страхования Российской Федерации, а также представителей органов общественного контроля в целях проведения проверок условий и охраны труда в организации и расследования несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;

- 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

Буровая установка должна быть укомплектована согласно п. 141 ПБвНиГП 2015 г:

ограничителем высоты подъема талевого блока;

ограничителем допускаемой нагрузки на крюке;

блокирующими устройствами по отключению привода буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10 % выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндрической втулки;

станцией (приборами) контроля параметров бурения.

приемным мостом с горизонтальным участком длиной не менее 14 м, шириной не менее 2 м и стеллажами. При укладке труб должны использоваться специальные прокладки и боковые упоры. Высота укладки труб не более 2-х метров, но не выше ширины стеллажа. Стеллажи должны иметь не менее двух проходов на приемный мост на каждую сторону. При высоте стеллажа ниже приемного моста подача труб на последний должна быть механизирована;

оборудованием для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания раствора, сбора шлама и отработанной жидкости;

устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки;

успокоителем ходового конца талевого каната;

системами обогрева рабочих мест;

блокирующими устройствами по предупреждению включения ротора при снятых ограждениях и поднятых клиньях ротора;

приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей;

системой запасных и приемных емкостей, оборудованных уровнемерами и автоматической сигнализацией для контроля уровня жидкости в них;

градуированной мерной емкостью для контролируемого долива скважины, оснащенной уровнемером для контроля заполнения скважины.

5.3 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;
- биологические (клещи, гнус и т. п.).

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.

В зависимости от группы технологического процесса по санитарной характеристике, климатического региона (пояса) для персонала предусматриваем санитарно – бытовые помещения и выдачу работнику бурового раствора следующих средств индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с типовыми нормами, утвержденными постановлением Минздравсоцразвития России от 7 апреля 2004 г. № 43:

- костюм хлопчатобумажный для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой или костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей или из огнестойких тканей на основе смеси мета- и параамидных волокон – 2 на 2 года;
- фартук из полимерных материалов с нагрудником – 1;

- ботинки кожаные с жестким подноском или сапоги кожаные с жестким подноском – 1 пара;
- сапоги резиновые с жестким подноском – 1 пара;
- перчатки для защиты от растворов кислот и щелочей – 12 пар;
- каска защитная – 1 на 2 года;
- подшлемник под каску;
- очки защитные – до износа;
- респиратор – до износа.

На наружных работах зимой дополнительно приговителю бурового раствора выдаются:

- костюм хлопчатобумажный для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с маслостойкой пропиткой на утепляющей прокладке или костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей на утепляющей прокладке или из огнестойких тканей на основе параамидных волокон на утепляющей прокладке;
- сапоги кожаные утепленные с жестким подноском;
- рукавицы меховые;
- перчатки шерстяные;
- перчатки с полимерным покрытием, нефтеморозостойкие;
- валенки с резиновым низом.

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).

5.4 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 организмом, 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.

Общее и комбинированное освещение выполняем согласно СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение».

На буровой фактические уровни освещенности отмечают в Журнале проверки техники безопасности. Перед началом работ в каждой смене в Журнале проверки состояния техники безопасности производят запись о санитарно-техническом состоянии светильников.

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской. В помещениях главного, центрального и блочного щитов управления электростанций и подстанций, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения обеспечивают на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 лк; одна–две лампы присоединены к шинам постоянного тока через предохранители или автоматы и включены круглосуточно.

Эвакуационное освещение обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 0,5 лк на уровне пола. Светильники эвакуационного освещения присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения.

При отключении источника питания эвакуационного освещения оно переключается на аккумуляторную батарею или двигатель-генераторную установку.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания аварийное освещение автоматически переключается на аккумуляторную батарею или другой независимый источник питания.

Переносные ручные светильники ремонтного освещения питаются от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током – не выше 12 В.

На буровой вышке установлены светильники во взрывозащищенном исполнении при бурении газовых скважин и нефтяных скважин с давлением вскрываемого пласта выше гидростатического.

На щитах и сборках осветительной сети на всех выключателях (рубильниках, автоматах) предусмотрены надписи с наименованием присоединения, а на предохранителях – с указанием значения тока плавкой вставки.

У дежурного персонала имеются схемы сети освещения и запас плавких калиброванных вставок и ламп всех напряжений осветительной сети. Дежурный и оперативно-ремонтный персонал даже при наличии аварийного освещения снабжен переносными электрическими фонарями.

В соответствии с требованием СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ», а также со статьей 221 «Трудового кодекса Российской Федерации», на работах с вредными и опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, выдаются сертифицированные средства индивидуальной защиты, в соответствии с нормами, утвержденными в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Всем работникам выдаются бесплатно за счет генподрядчика специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с нормами, утвержденными в установленном порядке.

Гигиенические требования к средствам индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям санитарных правил и иметь санитарно-эпидемиологическое заключение.

Выдаваемые работникам средства индивидуальной защиты должны соответствовать их полу, росту и размерам, характеру и условиям выполняемой работы.

Работники к работе в неисправной, не отремонтированной, загрязненной специальной одежде и специальной обуви, а также с неисправными СИЗ не допускаются.

Перед выдачей работникам таких СИЗ, как респираторы, противогазы, предохранительные пояса, каски и другие, проводится инструктаж работников по правилам пользования и простейшим способам проверки исправности этих средств. Обязательно проводить регулярные испытания и проверку исправности средств индивидуальной защиты, а также своевременную замену частей СИЗ с понизившимися защитными свойствами.

Для хранения выданных работникам СИЗ, на буровой оборудуют специальные помещения (гардеробные).

На буровой организуется надлежащий уход за средствами индивидуальной защиты и их хранение, своевременно осуществляется химчистка, стирка, ремонт, специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. В гардеробных устраиваются сушилки для специальной одежды и обуви.

На буровой обеспечивается выдача смывающих средств, в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах, связанных с загрязнением тела.

При умывальниках должно быть мыло и регулярно сменяемые полотенца или воздушные осушители рук.

Работающие на открытой территории в холодный период года обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты (СИЗ) от холода с учетом климатического региона (пояса). При этом комплект СИЗ должен иметь положительное санитарно-эпидемиологическое заключение с указанием величины его теплоизоляции.

Во избежание локального охлаждения, работающих следует обеспечивать рукавицами, обувью, головными уборами, применительно к конкретному климатическому региону (поясу). На рукавицы, обувь, головные уборы должны иметься положительные санитарно-эпидемиологические заключения с указанием величин их теплоизоляции.

При разработке внутрисменного режима работы, следует ориентироваться на допустимую степень охлаждения работающих, регламентируемую временем непрерывного пребывания на холоде, и временем обогрева, в целях нормализации теплового состояния организма.

Приобретение и выдача работникам средств индивидуальной защиты, не имеющих сертификата соответствия, не допускается.

5.5 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.

Кронблоки, 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.

Производство каких-либо работ, связанных с перемещением талевого блока, без исправного ограничителя подъема талевого блока под кронблок (противозатаскивателя) запрещается.

Шланг для нагнетания промывочной жидкости обмотан страховочным стальным мягким канатом диаметром 12 мм с петлями через каждые 1,0–1,5 м по всей длине шланга. Один конец шланга следует крепить к вертлюгу с охватом его неподвижной части, а другой – к ноге вышки (мачты) с предварительным охватом – витком вокруг верхнего конца стояка. Запрещается применять канаты с нарушением целостности и прочности.

Во время работы механизмов запрещается:

– производить ремонт или крепление каких-либо частей;

- чистить и смазывать движущиеся части вручную или с помощью, не предназначенных для этих целей;
- снимать ограждение или отдельные части и проникать за ограждения;
- тормозить движущиеся части не предназначенными для этого приспособлениями или предметами;
- направлять, надевать, сбрасывать, натягивать или ослаблять ременные или цепные передачи.

После остановки оборудования для смазки, осмотра, регулировки и крепления деталей на отключающем устройстве необходимо вывесить предупредительный плакат «Не включать – работают люди!». При этом должны быть приняты меры против самопроизвольного их включения, а в пневмосистеме давление необходимо снизить до атмосферного.

Для взрывопожароопасных технологических систем, оборудование и трубопроводы которых в процессе эксплуатации могут подвергаться вибрации, предусмотрены меры по ее исключению. Кроме того, предусмотрены автоматические системы противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасной среды и другие аварийные ситуации при отклонении от предусмотренных регламентом предельно допустимых параметров во всех режимах работы и обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние.

При пуске в работу или остановке оборудования (аппаратов, участков трубопроводов и т. п.) разработаны меры по предотвращению образования в технологической системе взрывоопасных смесей (продувка инертным газом, контроль за эффективностью продувки и т. д.).

Пуск в эксплуатацию вновь смонтированного или модернизированного оборудования осуществляется комиссией предприятия после проверки соответствия его проекту и требованиям правил технической эксплуатации.

Пуск в эксплуатацию оборудования после капитального ремонта (без модернизации и изменения размещения) осуществляется руководством цеха с участием соответствующих специалистов.

5.6 Безопасность и защита в чрезвычайных ситуациях

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 противодонной службы.

Газоопасной ситуацией считают обнаружение сероводорода в воздухе рабочей зоны в концентрациях, превышающих 3 мг/м^3 (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.

Все работающие должны постоянно осуществлять взаимное наблюдение с целью своевременного обнаружения первых признаков отравления или

отклонений в состоянии здоровья в связи с воздействием вредных веществ и своевременного оказания первой помощи.

При обнаружении на рабочих местах сероводорода в количестве, превышающем 3 мг/м^3 , всем находящимся на объекте следует действовать в соответствии со своими обязанностями на случай газоопасной ситуации.

В обязанности бригадира входит:

- немедленно оповестить всех работающих путем подачи сигнала тревоги;
- определить направление ветра и направление распространения вредных веществ;
- обеспечить организованную эвакуацию на спецмашине всех людей, находящихся на объекте;
- организовать оказание доврачебной помощи пострадавшим (в случае необходимости вызвать скорую помощь или реанимационную службу);
- оповестить руководителя строительного-монтажной организации о возникновении газоопасной ситуации.

При получении сообщения о возникновении газовой опасности руководитель работ обязан:

- оповестить представителей военизированной горно-спасательной службы;
- принять неотложные меры по организации эвакуации и обеспечению безопасности работающих;
- принять меры к устранению газоопасной ситуации.

Ответственный руководитель работ обязан обеспечить всех работающих (в том числе водителей транспортных средств) СИЗ и средствами и коллективной защиты, гарантирующими их безопасность при возникновении газоопасной ситуации.

В связи с тем что газоопасная ситуация может возникнуть внезапно, все работающие должны иметь при себе постоянно в течение всей рабочей смены исправные, готовые к работе, подобранные по размерам изолирующие противогазы. К сумке противогаза должен быть приложен паспорт и инструкция по проверке и эксплуатации, а также прикреплена этикетка с фамилией и инициалами работника. В паспорте противогаза должен иметься штамп о его исправности и отметка о сроках освидетельствования. Противогаз закрепляется за определенным лицом; передача противогаза другим лицам запрещается.

Каждая бригада должна иметь в своем распоряжении специальную вахтовую машину для эвакуации работающих в случае возникновения газоопасной ситуации. Спецмашину запрещается использовать для других целей. В течение рабочей смены вахтовая спецмашина должна постоянно находиться непосредственно на месте производства работ и быть готовой к немедленной эвакуации работающих. Водитель спецмашины должен иметь при себе изолирующий противогаз.

Место нахождения спецмашины определяет руководитель работ с учетом розы ветров и погодных условий. Бригадир обязан проинформировать всех работающих перед началом смены о месте нахождения спецмашины.

Всем находящимся на объекте по сигналу тревоги немедленно надеть противогазы и направиться к вахтовым спецмашинам; направление вывоза (выхода) людей из опасной зоны должно быть перпендикулярно направлению ветра.

Вахтовая спецмашина оборудована местами хранения аварийного запаса газозащитных средств и средств контроля за состоянием воздушной среды, включающих в себя:

– регенеративный респиратор (изолирующий регенеративный аппарат) РВЛ-1 или Р-30А – не менее 3 шт.;

– баллоны со сжатым воздухом или сжатым кислородом – не менее 2 шт. на каждый аппарат;

– аппараты искусственного дыхания (СКА, ГС-5, ГС-6, ГС-8, ДП-2 или другие аналогичные аппараты) – 2 шт.;

– экспрессные переносные газоанализаторы (ГХ-4, УГ-2, мини-индикатор сероводорода фирмы «Aueg», Западный Берлин; индикатор сероводорода фирмы «Riken Keiki», Япония) – 2 шт.;

– аварийный запас изолирующих противогазов (самоспасателей) ИП-4, СИГ-1 – в количестве 30 % от численности работающих.

Кроме того, в спецмашине находится аптечка с набором средств, необходимых для оказания первой помощи пострадавшим, носилки – 2 шт., термос с горячим чаем или кофе.

Буровая установка и привышечные сооружения оснащены противопожарным оборудованием в соответствии с Нормами обеспечения объектов противопожарным оборудованием, согласованным с МЧС.

5.7 Пожаровзрывоопасность

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 ПБНПП)

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.

5.8 Экологичность проекта

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 (ливневые и талые) образуются из атмосферных осадков. Различают поверхностные воды «чужие», поступающие с соседних возвышенных участков, и «свои», образующиеся непосредственно на площадке.

Для перехвата «чужих» вод устраивают нагорные и водоотводные канавы или обваловывание вдоль границ площадки в повышенной ее части. Водоотводные канавы обеспечивают пропуск ливневых и талых вод в пониженных участках местности за пределы площадки, глубина их не менее 0,5 м, ширина – 0,5–0,6 м с высотой бровки над расчетным уровнем воды не менее 0,1–0,2 м.

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 дозрывоопасных 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).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходного технического задания были разработаны оптимальные решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 метров на нефтяном месторождении Томской области.

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: ОКК1–21–168x245 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. Буслаев, В. Ф. Техничко-технологические решения по строительству горизонтальных и разветвлённых скважин / В. Ф. Буслаев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №3 – С. 8-10.
38. Григулецкий, В. Г. Оптимальное управление при бурении скважин / В. Г. Григулецкий. – М. : Недра. – 2018. – 229 с.
39. Бурение наклонных и горизонтальных скважин : справ. / А. Г. Калинин[и др.]. - М. : Недра, 2017. – 648 с.
40. Кейн, С. А. Современные методы проектирования и управления траекториями горизонтальных скважин / С. А. Кейн // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – №4. – С. 10-14.
41. Кейн, С. А. Инженерные задачи бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин : учеб. пособие / С. А. Кейн, Р. Н. Мищенко. – Ухта : УГТУ, 2011. – 80 с.
42. 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.
43. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Поваляхин [и др.]; под общ. ред. д-ра техн. наук, профессора А. Г. Калинина. – М. : Изд. ЦентрЛитНефтеГаз, 2011. – 647 с.

44. «Sperry-Sun Drilling Services». Инженерный подход к бурению горизонтальных скважин: руководство по горизонтальному бурению. – США, Хьюстон, штат Техас, 2012. – 192 с.

45. Статья ТНК-ВР “Результаты применения новых технологий в бурении при разработке Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения”/ Кевин Уилсон, директор по бурению, ОАО «Верхнечонскнефтегаз»; Иван Шокарев, инженер по бурению, Schlumberger; Джон Смолл, директор по маркетингу, Schlumberger; Эльнур Ахундов, менеджер по продажам бурового и телеметрического оборудования, Schlumberger;

46. Статья Weatherford “Моторизованная управляемая система прокладывает сложные траектории скважин благодаря регулируемой скорости вращения долота” / Венделл Бассарат, Weatherford.

Приложение А

ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент каверности в интервале
От (верх)	До (низ)	Название свиты	Индекс	
1	2	3	4	5
0	30	Четвертичные отложения	Q	1,3
30	180	Некрасовская	P3 _{нк}	1,3
180	230	Чеганская	P2+3 _{сг}	1,3
230	420	Люлинворская	P2 _л	1,3
420	450	Талицкая	P2 _т	1,3
450	600	Ганькинская	K2 _{гн}	1,2
600	645	Славогородская	K2 _{сл}	1,2
645	742	Ипатовская	K2 _{ип}	1,2
742	762	Кузнецовская	K2 _{кз}	1,2
762	1647	Покурская	K1-2 _{пк}	1,2
1647	2253	Киялинская	K1 _{кис}	1,1
2253	2350	Тарская	K1 _{тр}	1,1

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	суглинки глины	50 50	почвенно-растительный слой; серые глины, иногда алевролитистые, суглинки буровато-серые, пески мелко- среднезернистые;
P3 _{nk}	30	180	пески глины алевриты	60 30 10	переслаивание песков серых, желтовато-серых, разномзернистых, иногда глинистых, алевритов и серых песчано-алевритистых глин ;
P2+3 _{cg}	180	230	глины пески	70 30	глины голубовато-зеленые с многочисленными прослоями песков серых, светло-серых;
P2 _{ll}	230	420	глины	100	глины зеленовато-серые, желто-зелеными, плотные, жирные на ощупь, в нижней части опоковидными, с прослоями песков мелкозернистых, кварцев-полевошпатовых и слабых песчаников;
P2 _{tl}	420	450	глины алевролиты	90 10	глины темно-серые, вязкие, жирные на ощупь, с линзами песков и слабых песчаников мелкозернистых, с включением пирита;
K2 _{gn}	450	600	глины пески	90 10	глины зеленоватые, известковистые с прослоями песчаников и песков; остатки фауны белемнитов, аммонитов, пелеципод и гастропод;
K2 _{sl}	600	645	глины пески	90 10	глины серые с прослоями тонкозернистых песков ;
K2 _{ip}	645	742	пески песчаники глины	50 30 20	переслаивание песков и слабосцементированных песчаников, иногда глауконитовых и глин серых, алевритистых, иногда опоковидных;
K2 _{kz}	742	762	глины	100	глины серые, темно-серые, участками известковистые, листоватые, тонкополосчатые, с линзами алевролитов;

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₁₋₂ pk	762	1647	песчаники алевролиты глины	50 30 20	чередование песчаников мелкозернистых, иногда известковистых, серых, алевролитов серых, слюдистых и глин серых, комковатых, с зеркалами скольжения, по разрезу - включения углистого детрита;
K ₁ kis	1647	2253	глины песчаники алевролиты	50 40 10	чередование глин буровато-серых, сургучно-коричневых, комковатых, песчаников серых, мелко-среднезернистых, иногда известковистые, крепкие; алевролиты серые, крепкие, по всему разрезу – обугленный растительный детрит;
K ₁ tr	2253	2350	песчаники аргиллиты алевролиты	70 15 15	песчаники мелко-среднезернистые, косослоистые, различной крепости; пропластки алевролитов серых, плотных; аргиллитов серых, тонкоплитчатых, плотных;

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, %	Прони- цаемость, мдарси	Гли- нис- тость, %	Карбо- нат- ность, %	Твер- дость, кгс/мм ²	Рассло- енность породы	Абра- зив- ность	Категория породы (мягкая, средняя и т.д.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	суглинки	2,3	35	0	80	0	–	1	10	мягкая
			глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	мягкая
P _{3нк}	30	180	пески	2,1	25	1000	30–40	0	15	1	4	мягкая
			глины	2,3	10	0	80	0	–	2	4	мягкая
			алеуриты	2,3	30	30	20	0	10	5	10	мягкая
P _{3сг}	180	230	глины	2,2	10	0	100	0	10	2	4	мягкая
			пески	2,0	25–30	1000	20	0	–	5	10	мягкая
P _{2п}	230	420	глины	2,2	10	0	100	0	40	2	4	мягкая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
P2 _{tl}	420	450	глины	2,2	10	0	100	0	35	1	4	мягкая
			алевролиты	2,3	15	20–30	30–40	0	150	5	10	средняя
K2 _{gn}	450	600	глины	2,2	20	0	90–100	0–10	30	1	4	мягкая
			пески	2,1	18–25	0	10–20	0-3	–	1	10	мягкая
K2 _{sl}	600	645	глины	2,2	18-20	0	90–100	0–10	25	1	4	мягкая
			пески	2,1	16	10–15	5–20	0-3	–	1	10	мягкая
K2 _{ip}	645	742	глины	2,2	16-18	0	90–100	0–10	25	1	4	мягкая
			песчаники	2,2	16-22	10–500	5–20	0	130	1	10	средняя
			пески	2,1	18-25	1000–2000	5–20	0–3	–	1	10	мягкая
K2 _{kz}	742	762	глины	2,2	10	0	90–100	0–5	35	2	4	мягкая
K1-2 _{pk}	762	1647	песчаники	2,2	22	10–900	20	3	135	5	10	средняя
			глины	2,1	16	0	100	3	30	5	4	мягкая
			алевролиты	2,3	16–18	15	30	3	60	2,5	6	средняя

Окончание таблицы А.3

K _{1kis}	1647	2253	глины	2,4	10	0	100	3	28	1	4	средняя
			алевролиты	2,4	14-16	0-10	20-30	3	60	1	6	средняя
			песчаники	2,2	22	10-900	20	3	150	1	10	твёрдая
K _{1tr}	2253	2350	песчаники	2,2	16-22	20-900	20	5	100	3,5	10	средняя
			аргиллиты	2,4	2	0	80	10	95	1	4	средняя
			алевролит	2,3	15	10	10-30	5	140	3	6	твёрдая

Таблица А.4 - Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мдарси	Химический состав воды в мг. эквивалентной форме						Степень минерализации, мг.экв	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да,нет)
	от	до				анионы			катионы				
						Cl	SO ₄	HCO ₃	Na	Mg	Ca		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q-P ₃	0	230	1,000	–	2500	–	–	6,0	2,4	1,1	2,5	0,3	да
K ₁₋₂	762	1647	1,010	300	1500	50	–	–	48	1	1	13	нет
K ₁	1647	2250	1,011	10–100	10–25	50	–	–	38	1	11	26	нет

В таблицах А5, А6, А7, А8 представлена информация о возможных осложнениях по разрезу скважины.

Таблица А.5 – Поглощение бурового раствора

Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Причины возникновения	Мероприятия по предупреждению осложнений
от	до			
0	450	0,5-1	Повышение плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями, плохая очистка раствора от выбуренной породы, недопустимо высокие спуска инструмента, репрессия на пласт более 10% гидростатического давления	Постоянный долив скважины, добавление в раствор химреагентов, ограничение скорости СПО, промежуточные промывки и проработки
762	1647	1		

Таблица А.6 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Интервал, м		Название породы	Причины возникновения	Мероприятия по предупреждению осложнений
от	до			
0	450	Глины Суглинки Пески	Повышенная водоотдача, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам	Бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора ингибирующими глинистыми минералами химреагентами, постоянный долив скважины при подъеме инструмента проработка ствола скважины
450	1647	Глины Пески		

Таблица А.7 – Нефтеводопроявления

Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Условия возникновения	Характер проявления
от	до			
762	1647	вода	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций	Снижение плотности, перелив бурового раствора
1647	2627	вода	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций	Снижение плотности, перелив бурового раствора
2250	2300	нефть	Несоблюдение параметров бурового раствора и скорости спуско-подъемных операций	Снижение плотности, перелив бурового раствора, появление в растворе пузырьков газа

Таблица А.8 – Прихватоопасные зоны

Интервал, м		Вид возможного прихвата	Условия возникновения	Характер проявления
от	до			
0	450	Возможны посадки и затяжки бурильного инструмента, заклинка инструмента, сальнико- и кавернообразования, сужения ствола скважины	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка от выбуренной породы, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий	Качественный буровой раствор, постоянный долив скважины при подъеме бурильного инструмента, проработка ствола скважины
450	1647			
2253	2327			

Приложение Б
ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. Диаметр, мм	Внут. Диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–40 м)							
1	Ш 393,7 М-ГНУ	0,40	393,7	–	3-152	Ниппель	0,163
2	Переводник М152хМ152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	16	203	100	3-152	Ниппель	3,072
					3-152	Муфта	
4	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
5	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	1,729
					3-133	Муфта	
6	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
8	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	1,9

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40-750 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. Диаметр, мм	Внут. Диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (40–750 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	PDC 295,3 БИТ 513 УМ	0,3	295,3	–	3-152	Ниппель	0,08
2	1-КА295,3 СТК	0,65	295,3	185	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	Переводник Н171хН152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,04
					3-171	Ниппель	
4	ДГР-240.7/8.55 (0°00')	8,0	240	–	3-171	Муфта	2,432
					3-171	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	–	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
7	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
					3-147	Муфта	
8	УБТ- 178х90 Д	66,4	178	90	3-147	Ниппель	12,768
					3-147	Муфта	
9	Переводник М133хН147	0.35	225	100	3-147	Ниппель	0.011
					3-133	Муфта	
10	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	21,847
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
12	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	1,9

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (750-2330м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. Диаметр, мм	Внут. Диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (750–2245; 2305–2330 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	PDC 215,9 FDM616MH	0,28	215,9	–	3-117	Ниппель	0,04
2	ДРУ2-172РС (0°13')	9,1	172	–	3-117	Муфта	1,179
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178х90 Д	7	178	90	3-147	Ниппель	1,538
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8
6	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	1-КС 215,9 СТ	0,40	215,9	70	3-133	Ниппель	0,066
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х90 Д	49,8	178	90	3-147	Ниппель	7,2
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	60,53
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	1,9

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (2245-2305 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. Диаметр, мм	Внут. Диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2245–2305 м)							
1	PDC 215,9/100 СВ1009МН	0,2	215,9	100,6	3-161	Муфта	0.018
2	КИС 168/100 (36м)	36	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	58,1	178	90	3-147	Ниппель	8,352
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	68,242
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	БТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,08

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

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	40	40	393,7	–	1,30	6,581
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,512
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 4,42
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 6,581
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 23,29
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
40	750	710	295,3	306,9	1,25	63,710
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 6,552
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 42,39
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,55
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 63,710
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 184,9
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 0
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ = 184,9
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 диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
750	2330	1580	215,9	228,7	1,1	94,39
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 9,38
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 46,95
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 7,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ = 94,39
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 258,01
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} = 0
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 258,01

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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	14	1	96	4	85	4	194	8
Глинопопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	987	1	7645	8	0	0	8632	9
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	24	1	229	9	0	0	253	11
ПАЦ ВВ	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	0	0	340	14	340	14
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	10	1	956	38	1416	57	2381	96
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	0,00	0,00	956	38	2832	113	3787	152
Ингибитор Drilling Detergent	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	210	20	1	191	1	0	0	210	1
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	95,57	3,82	0	0	96	4

Продолжение таблицы Б.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Биополимер	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтраотдачи	25	0	0	0	0	113	5	113	5
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	0	0	0	0	283	11	283	12
Инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	20	0	0	0	0	283	11	283	12
Мраморная крошка	Регулирование плотности	1000	0	0	0	0	12743	13	12743	13
Барит	Утяжелитель	1000	3758	4	30994	31	0	0	34752	35

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
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки и на долота,	Номер таблицы	номер таблицы	интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0–40	393,7	460	11	24	0–40	0,0119	0,48
II	40–750	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
700–750	0,0159	0,8						
Итого								9,79
III	750–2330	215,9	210	12	32	750–800	0,0157	0,79
						800–900	0,0158	1, 58
						900–1000	0,0164	1,64
						1000–1100	0,0175	1,75
						1100–1200	0,0186	1,86
						1200–1300	0,0188	1,88
						1300–1400	0,0191	1,91
						1400–1500	0,0197	1,97
						1500–1600	0,0208	2,08
						1600–1700	0,0228	2,28
						1700–1800	0,0231	2,31
						1800–1900	0,0238	2,38
						2000–2100	0,0244	2,44
						2100–2200	0,0247	2,47
2200–2300	0,0247	2,47						
2300–2330	0,0247	0,74						
Итого								40,34

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

№	№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость тысяч рублей
			Прямые затраты
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
1	2	3	4

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 работ 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			1074190
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.			219349598
НДС 20 %			39482927
ВСЕГО с учетом НДС			258 832 526

Таблица В.3 – Сметный расчет на бурение скважины

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

Продолжение таблицы В.3

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

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	–	–	–	–	–	–
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	–	–	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	–	–	14,2	1070,68	25,4	1915,16	–	–
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	–	–	0,17	338,98	0,38	757,72	–	–
Биолуп LVL, т	324,74	–	–	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	–	–	-	-	-	-	–	–
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	–	–	0,085	1,56	0,06	1,0998	–	–
НТФ, т	916	–	–	-	-	-	-	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	–	–	-	-	-	-	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	–	–	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	–	–	6,39	175,33	63,3	1738,2	–	–
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8266,31		2350,2		12579,36		24600,27
Затраты зависящие от объема работ									
III 393,7 М-ГНУ	686,4	–	–	0,1	68,64	–	–	–	–
PDC 295.3 БИТ 513 УМ	1379,7	–	–	–	–	0,43	593,271	–	–
PDC 215.9 FDM616МН	1028,4	–	–	–	–	–	–	1,18	1213,512

Окончание таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 168	552,3	–	–	–	–	–	–	–	–
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	–	–	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб.	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб.	0		169,944			747,883		5187,779	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб.	8266,31		2520,14			13327,24		29788,05	
Всего по сметному расчету, руб.	54639,74								

Таблица В.4 – Сметный расчет на крепление скважины

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

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52

Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	24,76	1,47	49,86
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-323,9, шт.	85,5	1	85,5	–	–	–	–
Башмак колонный БК-244,5, шт.	65	–	–	1	65	–	–
Башмак колонный БК-168,3, шт.	45,5	–	–	–	–	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295, шт.	25,4	–	–	22	406,4	-	-
Центратор ЦЦ-168,3/191-216, шт.	18,7	–	–	-	-	55	935
ЦКОД-244,5, шт.	113,1	–	–	1	113,1	-	-
ЦКОД-168,3, шт.	105	–	–	–	–	1	105

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5, шт.	59,15	–	–	1	59,15	–	–
Продавочная пробка ПРП-Ц-168,3, шт.	30,12	–	–	–	–	1	30,12
Головка цементировочная ГЦУ-244,5	3320	–	–	–	–	–	–
Головка цементировочная ГЦУ-168,3	2880	–	–	–	–	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		746,52		7203,26		10706,74	
Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 323,9x9,5, м	37,21	50	1860,5	–	–	–	–
Обсадные трубы 244,5x8,9 м	28,53	–	–	800	22824	–	–
Обсадные трубы 168,3x8 м	25,41	–	–	–	–	80	2032,8
Обсадные трубы 168,3x8,9 м	23,67	–	–	–	–	10	236,7
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	–	–
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-об(4)-100, т	29,95	–	–	–	–	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-150, т	32	–	–	–	–	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опрессовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18

Окончание таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	–	–	–	–	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	–	–	–	–	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	–	–	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			2573,2			25538	55704,92
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			3337,72			32741,26	66411,66
Всего по сметному расчету, руб	103228,64						

Приложение Г

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2330 м

Предприятие: ООО "СГК-Бурение"

Месторождение: -

Оборудование:

Буровая установка: БУ 3000/200 - ЭУК 1М

Лебедка: ЛБУ-1200К

Талевая система: 5х6

Ротор: Р-700

Насосы: УНБ-950

Геологическая часть																																		
Глубина, м	Стратиграфия					Температура	Отбор керн	Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Прожигатель (тип насоса, вязкость, объем)	Параметры промывочной жидкости	Примечания																	
	1	2	3	4	5			6	7	8								9	10	11	12	13	14	15	16									
30	Меловая	палеоген	Чет.	Чет.	Литологическое описание	6	10	15	16	19	22	26	27	51	70	72	73																	
100																		чага	некрас	овская	я	6	10	15	16	19	22	26	27	51	70	72	73	
200																		люлинворская	я	10	15	16	19	22	26	27	51	70	72	73				
300																		тап	ицк	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
400																		ганькинская	я	22	26	27	51	70	72	73								
500																		тап	ицк	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
600																		кузне	цвск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
700																		ипат	овск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
800																		славго	родска	я	27	51	70	72	73									
900																		кузне	цвск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
1000	Меловая	покурская	Чет.	Чет.	Литологическое описание	51	70	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81																	
1100																		кузне	цвск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
1200																		ипат	овск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
1300																		славго	родска	я	27	51	70	72	73									
1400																		кузне	цвск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
1500																		ипат	овск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
1600																		славго	родска	я	27	51	70	72	73									
1700																		кузне	цвск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
1800																		ипат	овск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
1900																		славго	родска	я	27	51	70	72	73									
2000	Меловая	покурская	Чет.	Чет.	Литологическое описание	51	70	72	73	74	75	76	77	78	79	80	81																	
2100																		кузне	цвск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
2200																		ипат	овск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
2300																		славго	родска	я	27	51	70	72	73									
2330																		кузне	цвск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
2350																		ипат	овск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
2370																		славго	родска	я	27	51	70	72	73									
2390																		кузне	цвск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
2410																		ипат	овск	ав	я	19	22	26	27	51	70	72	73					
2430																		славго	родска	я	27	51	70	72	73									

- песчаники
- глины
- уголь
- песчанники
- пески
- аргиллиты
- алевролиты
- мергели

600 м

750 м

Dd=393,7 мм
Dot=323,9 мм
ИЗЦ=0-40 м

Dd=295,3 мм
Dot=244,5 мм
ИЗЦ=40-750 м

Dd=215,9 мм
Dot=168,3 мм
ИЗЦ=600-2330 м

2330

Плотность=1,10 г/см³, УВ=60 сек., СНС1=20-60 дПа, П=менее 0,5 %, рН = 10

1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течение не менее двух циклов с постоянным доливом, и запись в буровом журнале объема долитого раствора.

2. Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7 м/с, за 10 метров до продуктивного горизонта до 0,4 м/с.

3. Не допускать нахождения бурящего инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут.

4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее (при нахождении бурящего инструмента в открытом стволе), подтянуть бурящий инструмент в башмак обсадной колонны, наверху обратный клапан устье загерметизировать. Инструмент оставить на талях.

5. При проведении каротажных работ, шаблоны работ, шаблоны промывки скважины производить: при глубине до 1500м. - через 18 часов, - через 24 часа. На забое промывки промывку не менее двух циклов циркуляции.

6. Межколонное пространство опрессовать незамерзающей жидкостью: ф=324х245 - 5 МПа, ф=245 х 168 - 5,0 МПа.

7. Проверку ЛВО производить бурением: каждую смену, мастеру - ежедневно. Дофронтление всех боковых соединений производить 1 раз в декаде.

8. При бурении в интервалах параметра кривизны и стабилизации ствола скважины, компоновка бурящей колонны определяется ответственным представителем организации ведущей телеметрическое сопровождение, с обязательным согласованием с начальником службы супервайзинга.

9. При бурении под з.к. в случае возникновения признаков обвалов скважины, затмандровать попутное увеличение удельного веса с У=1,05±0,02 г/см³ до У=1,08±0,02 г/см³.

