

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 2950 МЕТРОВ НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2950)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Елисеев Дмитрий Алексеевич		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н.		15.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич			15.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2021

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <i>современных 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, <i>повышающих 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
 _____ 18.06.2021 Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Елисеев Дмитрий Алексеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2950 метров на нефтегазовом месторождении (томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-62/с от 17.03.2021

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазо-конденсатном 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. • Система удалённого мониторинга буровых работ
Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Трубоченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Ассистент, Аверкиев Алексей Анатольевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Система удалённого мониторинга буровых работ	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Елисеев Дмитрий Алексеевич		18.03.2021

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
27.03.2021	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2021	3. Система удалённого мониторинга буровых работ	15
24.04.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2021	5. Социальная ответственность	15
28.05.2021	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		18.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Елисеев Дмитрий Алексеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
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	Примерный бюджет проекта – 500 000 тыс руб.; В реализации проекта задействованы 26 человек: Бурильщик, помощники бурильщика, электромонтёр, слесарь, лаборант, мастер буровой.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Надбавка за вахтовый метод работы 16%; Районный коэффициент 50% Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2021) 12 792 руб
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	НДС 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	Расчет затрат времени по видам работ.
2. Линейный календарный график выполнения работ	Отражается состав и количество рабочих буровой бригады, а так же график работы.
3. Расчет заработной платы	Расчет оплаты труда исполнителей
4. Корректировка сметной стоимости строительства скважины	Расчет сметной стоимости строительства скважины, а так же технико-экономических показателей и Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	Кандидат экономических наук, доцент		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Елисеев Дмитрий Алексеевич		18.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Елисеев Дмитрий Алексеевич

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2950 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: технологические решения для строительства разведочной скважины глубиной 2950 метров на нефтяном месторождении Томской области. Рабочая зона- буровая установка.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Нормы: ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны» СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое" ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность - Инфракрасное излучение - Эмоциональные перегрузки

3. Экологическая безопасность:	Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительномонтажных работ Охрана атмосферного воздуха от загрязнения - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды - воздействие на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - воздействия на гидросферу (утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); - воздействия на литосферу (сброс отходов, разлив ГСМ).
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	-ГНВП -Возгорание -Падение Буровой установки -Взрыв хим. Реагентов -Падение бурильных труб -Наиболее типичная ЧС: - нефтегазоводопроявление.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич			18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Елисеев Дмитрий Алексеевич		18.03.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 88 страниц без учета приложений, 8 рисунков, 42 таблицы, 43 литературных источника, 3 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2950 метров на нефтегазовом месторождении.

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2950 м.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ систем удаленного мониторинга буровых работ
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.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофт-Проект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

В данной работе применены следующие 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;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементирующая нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат

Оглавление

Введение.....	14
1 Горно-геологические условия бурения скважины.....	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 Технологическая часть проекта.....	17
2.1 Проектирование конструкции скважины	17
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	17
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	18
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	19
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	20
2.2.1 Выбор способа бурения	20
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	22
2.2.4 Расчет частоты вращения долота.....	22
2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора	23
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	25
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	26
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	27
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	33
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	39
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	39
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	39
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	43
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	44
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	46
2.4 Выбор буровой установки	50
3 Система удаленного мониторинга буровых работ	52
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	58
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	58
4.1.2 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	60
4.1.3 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	60
4.1.4 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	60
4.1.5 Расчет нормативного времени на геофизические работы	62
4.1.6 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	63
4.1.7 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	63
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	63
4.3 Расчет заработной платы	64
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	66
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	66
4.4.2 Расчет технико-экономических показателей	67
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	73
5.2.1 Недостаточная освещенность	74
5.2.2 Превышение уровней шума	75
5.2.3 Превышение уровней вибрации	75
5.2.4 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.....	76

5.3 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область)	77
5.3.1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	77
5.3.2 Поражение электрическим током	78
5.3.3 Пожаровзрывобезопасность	78
5.4 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)	79
5.4.1 Фон загрязнения объектов природной среды	79
5.4.2 Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительном-монтажных работах и в процессе бурения скважин	80
5.4.3 Охрана атмосферы от загрязнения	81
5.4.4 Охрана гидросферы от загрязнения	81
5.4.5 Охрана литосферы от загрязнения	82
5.4.6 Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды	83
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	83
Заключение	85
Список использованных источников	87
Приложение А	91
Приложение Б	96
Приложение В	102

Введение

Нефтяные скважины с каждым годом становятся все сложнее и дороже, а скорость и эффективность их строительства все сильнее влияет на рентабельность разработки новых запасов.

Анализ геологических условий позволяет составить полную картину о месторождении. Разрез скважины представлен такими породами как: глины, песчаники, алевролиты, а так же присутствует доля аргилитов. Продуктивные горизонты расположены в палеозойской свите, которая образована карбонатными, терригенными, метаморфизированными, эффузивными, породами

В верхних интервалах скважины присутствует высокий коэффициент кавернозности, его необходимо учесть для эффективного цементирования во избежание межпластовых перетоков. Так же в процессе строительства скважины есть вероятность столкнуться, с такими осложнениями как: осыпи и обвалы стенок скважины, поглощение бурового раствора, прихватопасные зоны, нефтеводопроявления. Во избежание данных осложнений рекомендуется придерживаться проектных параметров, которые рассчитаны в данной работе.

Анализ вышеуказанных геологических условий поможет нам в проектирование конструкции скважины, выборе параметров бурового раствора и породоразрушающего инструмента.

В специальной части был рассмотрен вопрос удалённого мониторинга буровых работ. Была рассмотрена система позволяющая удалённо контролировать и управлять процессом бурения. Проанализировали достоинства и недостатки данной системы.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2950 метров на месторождении Томской области с учетом данных геологических условий.

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. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 2.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения представлены в таблице 1. Характеристики водоносности представлены в приложении А.3.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении А.4

Таблица 1 – Характеристика нефтегазоносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
J ₂ tm	286 0	290 0	Поровый	799	40-100	7,3	-
PZ	290 5	293 0	Трещиноватый	689	10-50	30,1	

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			пластового, (кгс/см ²)/м		порового, (кгс/см ²)/м		гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
Q	0	40	-	0,100	-	0,100	-	0,200	-	0,200	0
N	40	150	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,200	0,220	3.9
P ₃	150	310	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,230	4.5
P ₂₊₃ tv	310	400	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	5.7
P ₁₋₂ ll	400	500	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	12
P ₁ tl	500	520	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	15.6
K ₂ gn	520	690	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	20.7
K ₂ slv	690	790	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	23.7
K ₂ ip	790	940	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	28.2
K ₂ kz	940	960	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	28.8
K ₁₋₂ pk	960	1750	0,100	0,101	0,100	0,101	0,200	0,180	0,230	0,230	52.5
K ₁ vt	1750	2170	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,230	0,230	65
K ₁ tr	2170	2260	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,230	0,230	67.8
K ₁ klm	2260	2555	0,101	0,102	0,101	0,102	0,180	0,170	0,230	0,230	76.6
K ₁ -J ₃ bg	2555	2570	0,102	0,102	0,102	0,102	0,170	0,170	0,230	0,230	77
J ₂₋₃ nn	2570	2650	0,102	0,102	0,102	0,102	0,170	0,170	0,230	0,230	79.5
J ₂ tm	2650	2900	0,102	0,103	0,102	0,103	0,170	0,160	0,230	0,230	87
Pz	2900	2950	0,103	0,103	0,103	0,103	0,160	0,160	0,230	0,230	89

2 Технологическая часть проекта

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

2.1 Проектирование конструкции скважины

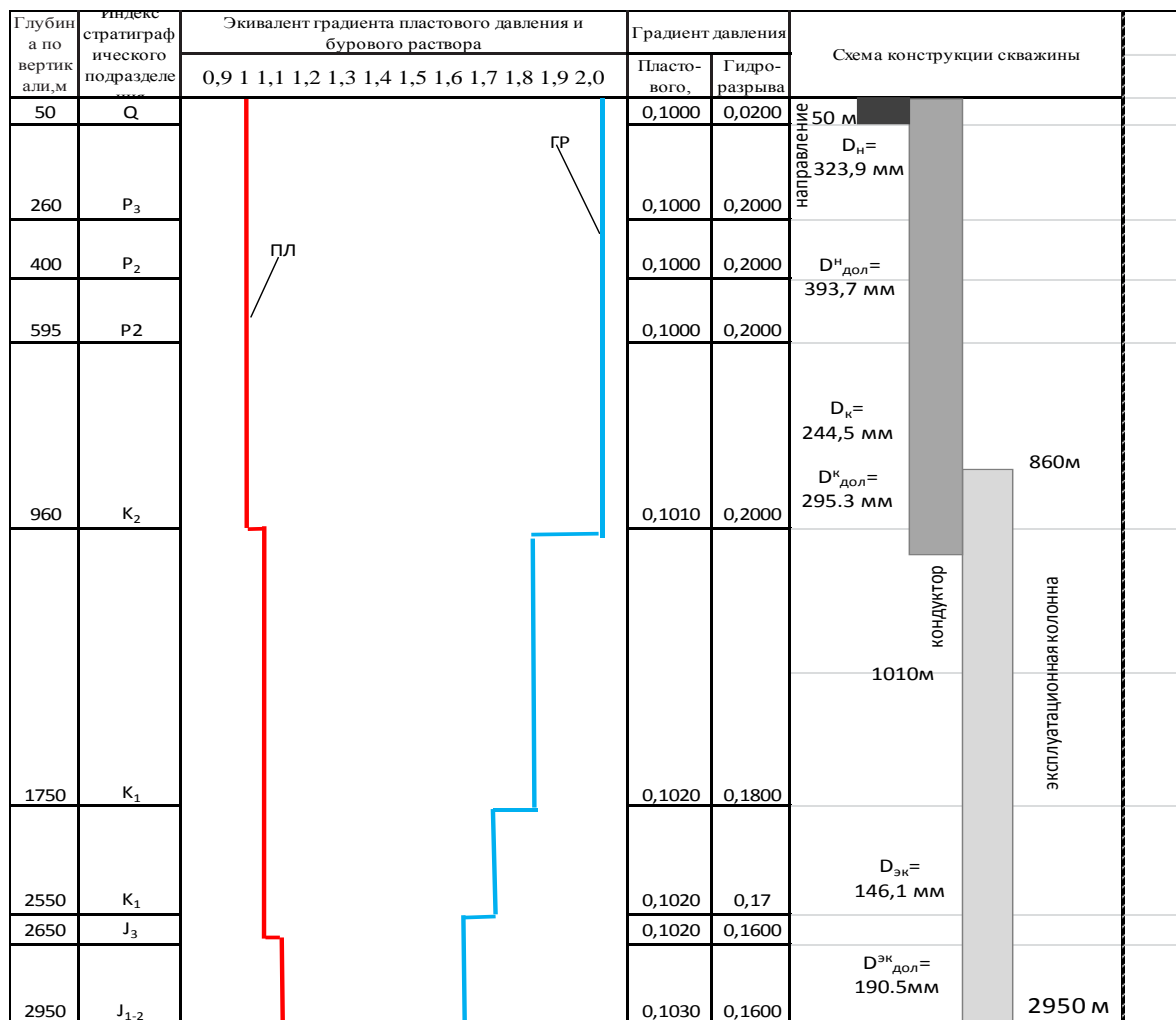
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены 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, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов) на 10 м. Так как в скважине 40 м четвертичных отложений, то глубина спуска направления считается равной 50 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 1010 м.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	J2tm	PZ
Глубина кровли продуктивного пласта - $L_{кр}$	2860	2905
Градиент пластового давления в кровле пласта - $\Gamma_{пл}$	0,103	0,103
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине - $\Gamma_{грп}$	0,2	0,2
Плотность нефти - ρ_n	799	689
Расчетные значения		
$L_{конд\ min}$	630	850
Запас	1,09	1,09
Принимаемая глубина	1010	

Эксплуатационная колонна спускается до подошвы последнего продуктивного пласта и учитываются еще 20 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2950 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 50 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1010 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Значит, интервал цементирования составляет 2090 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Эксплуатационная колонна.

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

Кондуктор

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

Направление

Диаметр колонны составляет 323,9 мм, а диаметр долота 393,7 мм.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

В таблице 4 представлено проектирование обвязки обсадных колонн

Таблица 4- Проектирование обвязки обсадных колонн

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	8,81	29,00
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{гнвп}$	8,01	26,37
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	7,04	9,41
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	7,28	23,97
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	29,46	29,05
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	799	689

Продолжение таблицы 4

Ускорение свободного падения	g	9,81	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2860	2905
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	7,3	30,00
Основание натурального логарифма	e	2,70	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	0,00	0,23
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	33,07	3045,55

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что давление опрессовки во второй скважине больше чем в первой, следовательно выбираем наибольшее значение, равное: $P_{оп} = 29$ МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

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

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

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

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну выбирается смешанный способ бурения с применением винтовых забойных двигате-

лей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор керна будет производиться роторным способом.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-1010	Кондуктор	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1010-2950	Эксплуатационная колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2860-2900	Отбор керна	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 бурения интервалов под направление выбирается шарошечное долото, а для интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонны - PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал		0-50	50-1010	1010-2950
Шифр долота		III 393,7 М-ЦГВ (111)	БИТ 295,3 В 516 УСМ.08	БИТ 190,5 В 813 У.40
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5
Тип горных пород		М	М	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	6 5/8	16 5/8	4 1/2
Длина, м		0,4	0,48	0,4
Масса, кг		160	35	24
G, тс	Рекомендуемая	5–12	2–10	2–12
	Максимальная	12	10	12
n, об/мин	Рекомендуемая	80-300	80-400	60-400
	Максимальная	300	400	400

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-50	50-1010	1010-2950
Исходные данные			
Порода	М	М	СТ
D_d , см	39,37	29,53	19,05
$G_{пред}$, тс	12	10	12
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, тс	9,6	8	9,6
$G_{проект}$, тс	7	7	9

Для направления и кондуктора выбирается максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для технической и эксплуатационной колонны выбираются 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 8.

Таблица 8 – Результаты частоты вращения долота

Интервал	0-50	50-1010	1010-2950
Исходные данные			
$V_{л}$, м/с	1	2	2

Продолжение таблицы 8

D_d	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		49	129	201
$n_{\text{стат}}$, об/мин		40-60	100-180	140-200
$n_{\text{проект}}$, об/мин		60	130	200

В интервале бурения под направление (0-20 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, технической и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Производится расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования строятся области допустимого расхода бурового раствора и выбираются итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-50	50-1010	1010-2950
Исходные данные			
Диаметр долота, м (D_d)	0,3937	0,2953	0,1905
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,65	0,55
Коэффициент кавернозности (K_k)	2,4	1,3	1,15
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,15	0,12

Продолжение таблицы 9

Механическая скорость бурения, м/ч (V_M)	40	35	30	
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	
Максимальный диаметр, м (d_{max})	0,0156	0,0191	0,0143	
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	6	7	7	
Число насадок (n)	0,5	0,5	1	
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кмин}$)	0,02	0,02	0,02	
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	1,121	1,133	1,103	
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	2	2,3	2,4	
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_p)	0,121674757	0,068453641	0,028487846	
Результаты проектирования				
Расход, л/с	Q_1	79	44	16
	Q_2	76	47	17
	Q_3	55	28	16
	Q_4	55	79	59
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	71-123	55-79	48-79	
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	70	50	

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки. Для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама, производится промывка на забое.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 50 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 10.

Таблица 10 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-50	50-1010	1010-2950
Исходные данные				
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Нагрузка, кН (G_{oc})		3	3	8
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		-	236	152
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		-	443	314
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		-	148	95
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		-	37	24

Для интервала бурения 50-1010 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.5/6.41 который позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178М.6/7.57, 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 11.

Таблица 11 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240.5/6.41	50-1010	240	8,45	30-50	95-158	14,3	119-199
ДГР-178М.6/7.57	1010-2950	178	6,9	25-35	180-240	9,5	104-180

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект». Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.1-Б.5.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Геологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки мм	Группа прочност	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносивость	на растяжение	статическая прочность

Продолжение таблицы 12

Направление													
0-50 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,45	–	0,160	0,160	–	–	–
	Калибратор	393,7	100	–	–	–	1,27	0,273	0,450	0,610	–	–	–
	УБТ	203	90	–	–	–	12	0,466	10,3	14,6	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,2	X-95	–	0,28	0,033	0,009	10,84	2,29	>10	>10
Кондуктор													
50-1010 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,45	–	–	–	–	–	–
	Двигатель	240	–	–	–	–	8,65	–	2,320	2,320	–	–	–
	УБТ	203	100,0	–	–	–	36	0,1930	6,948	9,268	–	–	–
	ЯС гидрав.	202	69,9	–	–	–	4,3	–	0,005	9,273	–	–	–
	БТ	127	108,6	9,2	E-75	–	960,6	0,0334	32,08	41,36	1,17	5,77	3,74
Эксплуатационная колонна													
1010-2950 Бурение КНБК №4	Долото	190,5	–	–	–	–	0,4	–	0,024	0,024	–	–	–
	Двигатель	178,0	–	–	–	–	6,9	–	1,038	1,062	–	–	–
	УБТ	178,0	80	–	–	–	60	8,6940	5,216	5,227	–	–	–
	Яс гидрав.	171,0	63,6	–	–	–	6,8	–	0,920	5,236	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	E-75	–	2876	0,0334	96,55	107,68	1,78	0,39	1,48

2.2.8 Обоснование типов и компонентного 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 на величину репрессии. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	под направление	под кондуктор	под эксплуатационную колонну
	Минимальная репрессия, %	10	10
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	5,5-8

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 вышперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Бентопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80

Продолжение таблицы 14

Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	125,3

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	1,03-1,1
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
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 применяется полимер-глинистый буровой раствор.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большин-

стве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер-глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

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

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

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Бентопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Оснопак™-ВО	Высоковязкий понизитель фильтрации	регулирует водоотдачу и реологические характеристики	0,3-0,5
Ингибитор глин EfSil	Ингибитор	Предотвращает набухание глин и сланцев	1-4
Гипан	Загуститель бурового раствора	Увеличение вязкости, снижение показателя фильтрации	0,1-0,15
Лубрекс	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	125,3

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 17.

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

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

Интервал под эксплуатационную колонну:

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

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

Компонентный состав биополимерного раствора под эксплуатационную колонну представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав биополимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Ксантановая смола Xantan Gum	Структурообразователь	Структурообразователь для безглинистой системы	3,4-3,6
Ингибитор глин EfSil	Ингибитор	Предотвращает набухание глин и сланцев	1-4
Лубрекс	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	Подавляет рост бактерий	0,4-0,5
Крахмал модифицированный КМ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели биополимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,07-1,08
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
pH	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

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

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.7.

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.

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 22 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно-логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				эл-тах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	85,8	69,2	0	6,6	0	10
50	1010	БУРЕНИЕ	161,4	50,2	59,1	37,8	4,2	10
1010	2950	БУРЕНИЕ	194,9	30,1	64,5	46	44,3	10

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, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,27	0,058	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12	103,2	484,9
Под кондуктор									
50	1010	БУРЕНИЕ	0,718	0,073	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	11	90,8	250,7
Под эксплуатационную колонну									
1010	2950	БУРЕНИЕ	1,63	0,107	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	8	68,7	92,2

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Кол-во	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КП Д	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	180	174,6	85	112	35	50
50	1010	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	160	220,5	85	102	25	50
1010	2950	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	1	0,95	160	220,5	85	125	30	30

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна: 2860-2900 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, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2845-2865	СК1 172/100РС	2-5	60-120	18-25

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тробл}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	760	Глубина скважины, м	2950
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	860	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	200
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	Динамический уровень скважины h_0 , м	1966,7

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:

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}, \quad (9)$$

где $P_{\text{н}}$ – наружное давление, МПа;

$P_{\text{в}}$ – внутреннее давление, Мпа.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений в следующих случаях:

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 построены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина – наружное избыточное давление».

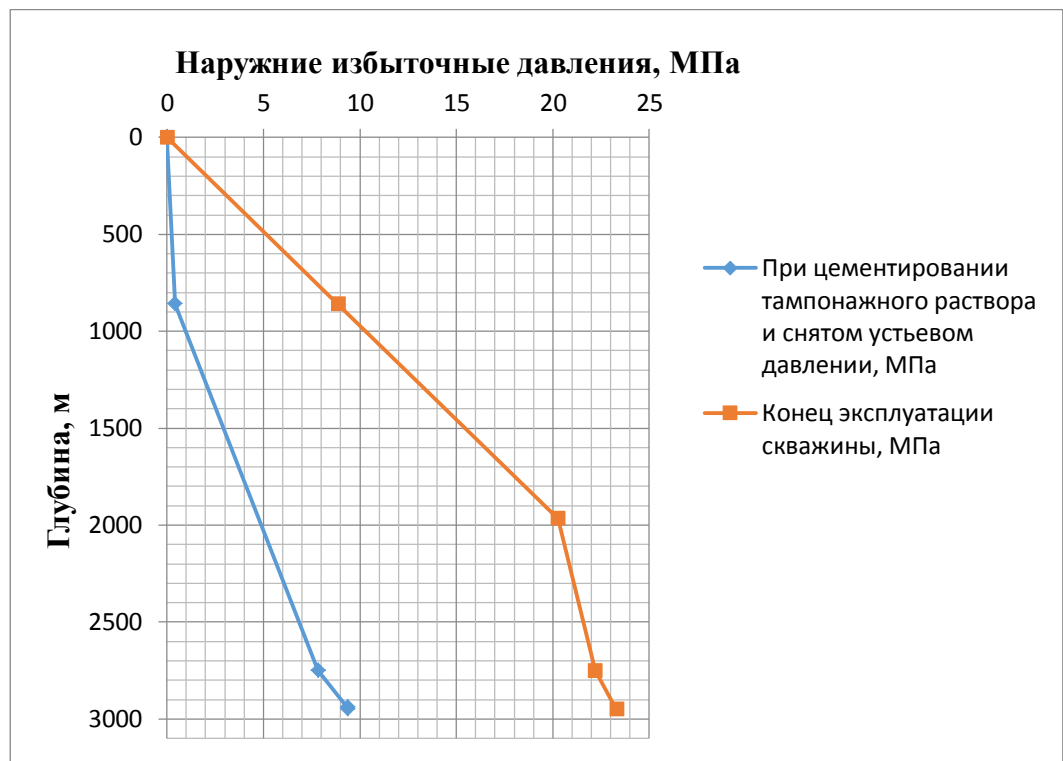


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

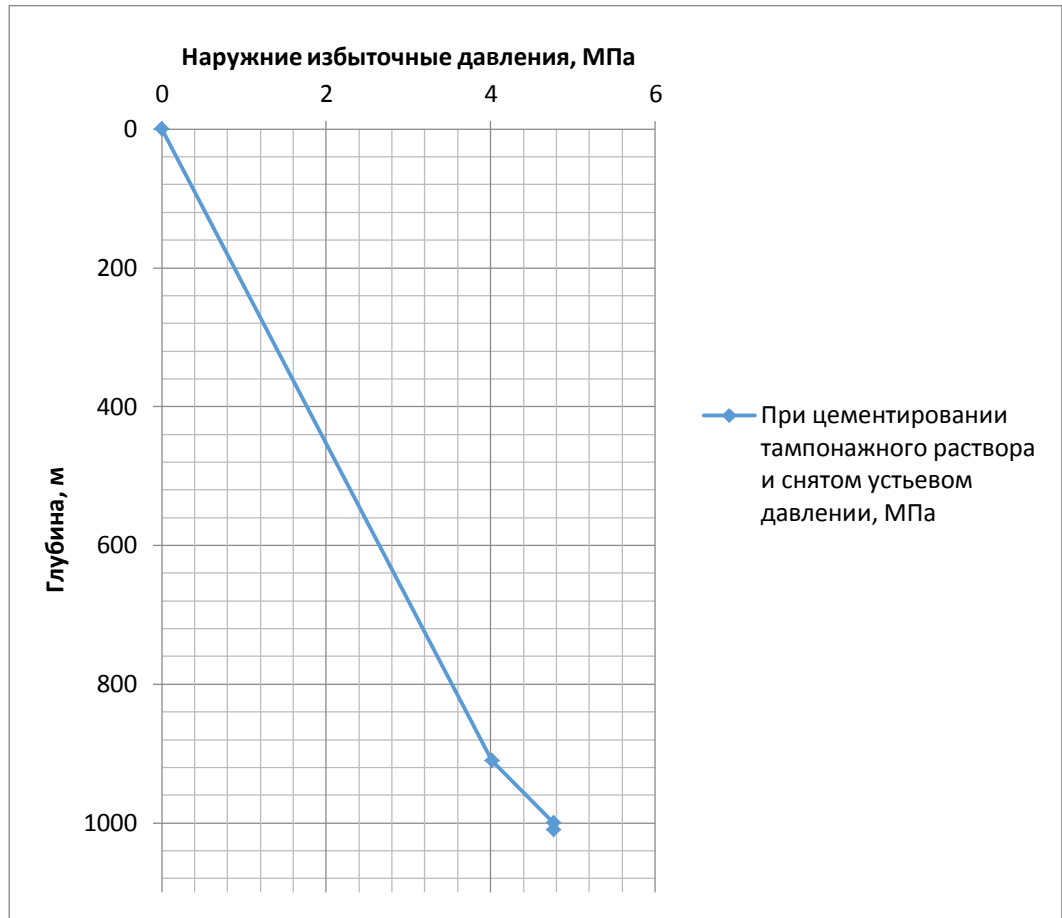


Рисунок 3 – Эюры наружных избыточных давлений кондуктора

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:

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (10)$$

где $P_{н}$ – наружное давление, МПа;

$P_{в}$ – внутреннее давление, Мпа.

По данным проектирования строим эюру внутренних избыточных давлений рисунок 4, 5.

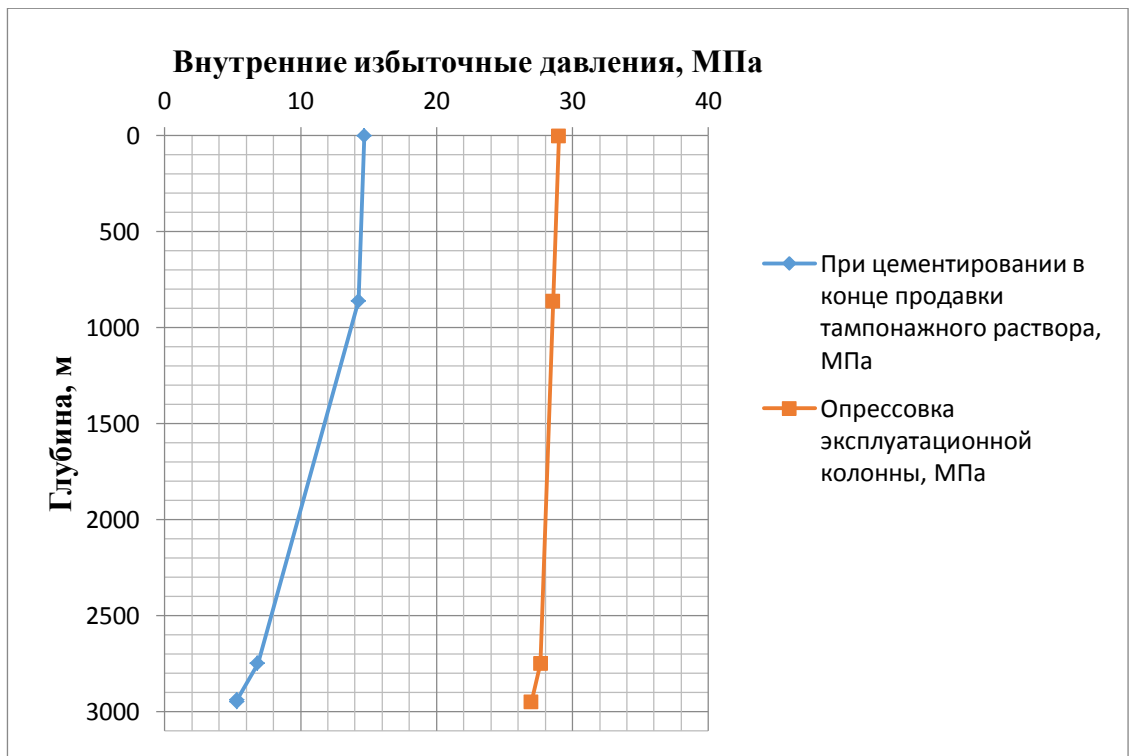


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

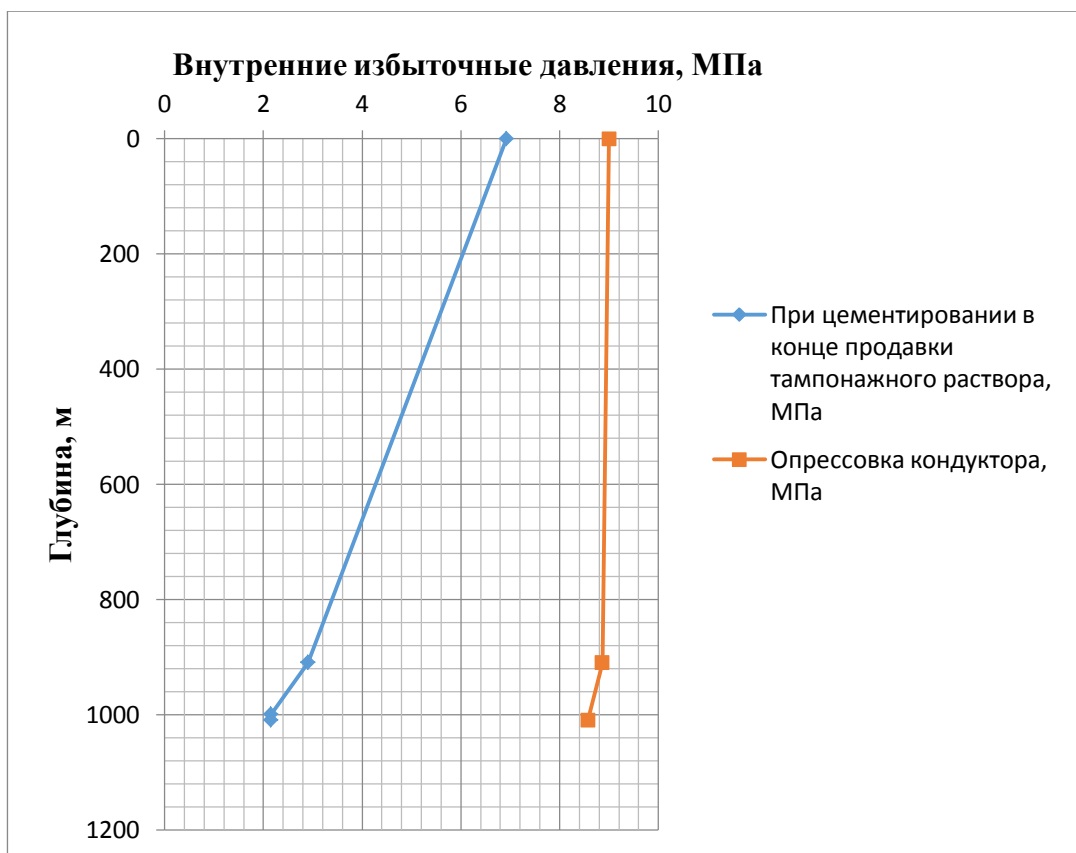


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

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	50	67	3350	3350	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7	1010	24	24543	24543	0-1010
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,5	140	29	4060	4060	2950-2810
2	ОТТМ	Д	7	2810	24	68283	68283	2810-0

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования 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		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление, 324	БКМ-324	50	50	1	1
	ЦКОДМ -324	40	40	1	1
	ЦПЦ-324/394	0	50	2	2
	ПРП-Ц-324	50	50	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245	1010	1010	1	1
	ЦКОДМ -245	1000	1000	1	1
	ЦПЦ-245/295	0	1010	35	35
	ПРП-Ц-245	1000	1000	1	1

Продолжение таблицы 26

Эксплуатационная, 146	БКМ-146	2950	2950	1	1
	ЦКОДМ -146	2940	2940	1	1
	ЦПЦ-146/215	0	1010	25	92
		1010	2950	67	
	ЦТ-146/215	1010	2950	38	38
	ПРП-Ц-В 146	2930	2930	1	1
ПРП-Ц-Н 146	2940	2940	1	1	

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (11)$$

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

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

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

$$3,83+38,3 \leq 0,95*49,46$$

$$42,20 \leq 49,4$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 27 представлены объемы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

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
Буферная жидкость	8,39	1050	8,39	МБП-СМ	142
				МБП-МВ	87

Продолжение таблицы 27

Продавочная жидкость	50,8	1000	-	Техническая вода	-
Облегченный тампонажный раствор	30,9	1450	28,3	ПЦТ–Ш–Об(4-6)-100	30900
				НТФ	12,6
Нормальной плотности тампонажный раствор	4,17	1860	1,8	ПЦТ - Ш - 150	2700
				НТФ	1,7

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (12)$$

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

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

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

- Для цемента нормальной плотности

$$m = 4,17/13 = 0,3$$

- Для облегченного

$$m = 30,9 / 10 = 3,09 \text{ (требуется дозаторка цемента во время приготовления)}$$

Понадобиться цементосмесительные машины – 4 шт.

Осреднительных установок типа УСО-20 – 1 шт.

Цементировочных агрегатов: ЦА–320 – 2 шт.

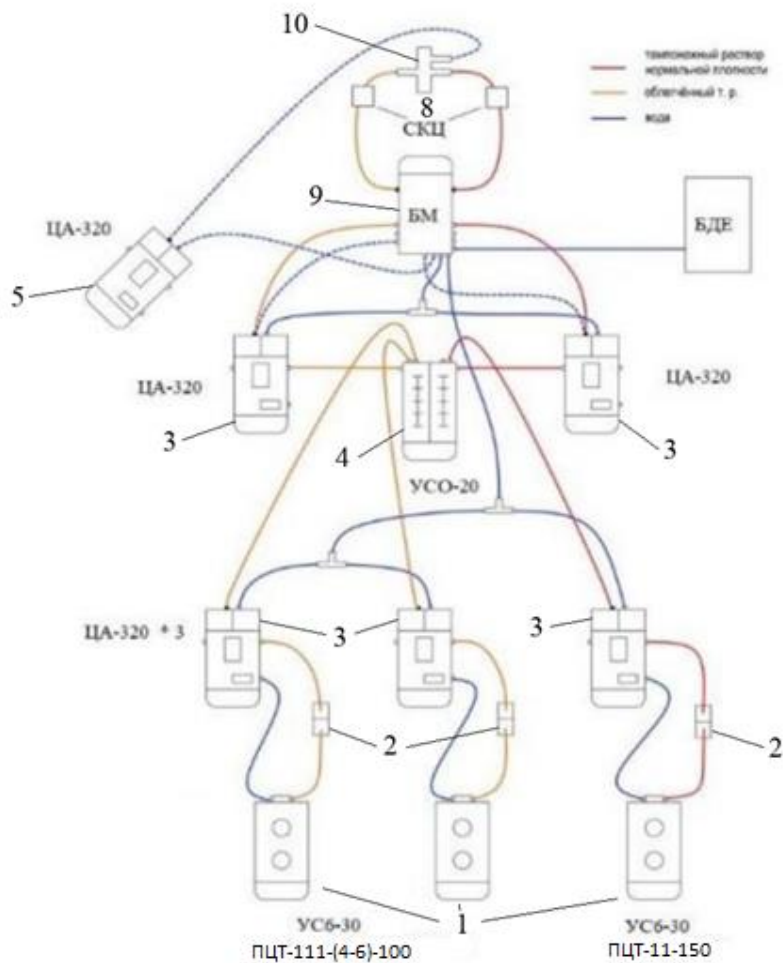


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементеровочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
- 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;
- 10 – устье скважины

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

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 газонефтесодержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

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 1.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (1)$$

Для пласта J_{2tm}

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 29458000}{9,81 \cdot 2860} = 1102,44 \text{ кг/м}^3$$

Для пласта PZ:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 29925000}{9,81 \cdot 2905} = 1102,57 \text{ кг/м}^3$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

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

$$V_{ж.г.} = 2(V_{вн 1} + V_{вн 2}) = 2(2,3 + 47,01) = 98,62 \text{ м}^3 (2)$$

$V_{вн 1}$ – внутренний объем первой секции, м^3 .

$V_{вн 2}$ – внутренний объем второй секции, м^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.

В таблицу 28 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

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
25	НКТ	Кумулятивная	ORION 89КЛ	20	1
40	НКТ	Кумулятивная	ORION 89КЛ	20	1

Выбор типа пластоиспытателя

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

ли 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**.

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 АФ6-80/65х35.

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.

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 29.

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

Выбранная буровая установка БУ - 3900/200 ЭК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	110,9	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 110,9
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	73,72	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 73,7
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	146	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/143,1 = 1,39 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Система удаленного мониторинга буровых работ

До недавнего времени достаточно быстрый обмен информацией между станцией на буровой и центром обработки и анализа информации, не был возможен. Что конечно же мешало оперативно реагировать на некоторые возможные непредвиденные ситуации и следовательно это не позволяло компетентно и быстро решить данную проблему.

На данный момент появилась возможность создать единую информационную систему, чему способствуют новые технологии и современные средства связи. Это стало возможным без каких либо дополнительных трат.

Уже есть некоторые компании, которые используют данную систему для того что бы удалённо наблюдать, контролировать и даже управлять процессом строительства нефтяной скважины. Таким образом компания- заказчик имеет возможность по мобильной связи или спутниковому терминалу, оперативно связаться с буровой площадкой, но с условием что там есть станция ГТИ. Поэтому главным условием для организации, сбора и передачи какой либо информации до центра обработки и анализа информации, на буровых установках в обязательном порядке должна находиться станция ГТИ и терминалы спутниковой связи. Сначала данные которые поступили накапливаются некоторое время, затем они передаются в центр в котором обрабатывают эту информацию и в дальнейшем анализируют. С целью сократить затраты, информация которая передаётся, в дальнейшем снимается с помощью специализированных программ.

Эта информация позволяет более достоверно наблюдать за процессами, которые происходят на буровой площадке. Но невозможно говорить о каком то жестком контроле, так как информация передаётся примерно один раз в сутки, и не позволяет предотвратить нарушение технологического процесса сразу, и как то повлиять или подкорректировать процесс бурения. Получается что заказчик получает информацию не в момент, когда она происходит, а намного позже. При этом требования заказчика растут в связи с этим возникает потреб-

ность в довольно быстрой передаче информации, а так же её быстрого анализа. Возникает так же необходимость сделать так, чтобы данные с буровых скважин, передавались в центр обработки и анализа информации в режиме реального времени. Для того чтобы решить данный вопрос, необходимо было бы создать систему основными качествами которой являлись:

- способность использования различных каналов связи, хотя из-за низкой стоимости предпочтительнее использование сотовой связи, а на удаленных буровых, где отсутствует сотовая связь или она неустойчивая, возможно применение спутниковой связи;
- максимальное использование аппаратно-технического и программного обеспечения станций ГТИ, имеющегося бурового оборудования и инфраструктуры;
- отсутствие дублирования функций, уже имеющихся в программном обеспечении станций ГТИ;
- полностью автоматический режим работы системы на буровой (без участия оператора);
- полное шифрование всего внешнего трафика, обеспечивающее защиту от несанкционированного доступа к конфиденциальной информации;
- возможность одновременного доступа к информации в Центре всего круга пользователей, имеющих разрешение;
- низкая стоимость дополнительного оборудования, минимальное время монтажа и демонтажа системы, низкие расходы по обслуживанию при эксплуатации.

Характеристики, которые перечислены выше дали бы возможность быстро ввести в работу эту систему, на разных месторождениях внося всего небольшое количество доработок.

Состав системы: в систему которая удалённо контролирует и управляет процессом бурения скважин входит оборудование, которое состоит из, выделенного сервера и клиентских мест.

Оборудование на буровой включает:

- Станцию ведущую контроль за параметрами бурения(полно-комплектную станцию ГТИ типа «Геотест-5» или более простую «Леуза-2»)
- Программа которая собирает и регистрирует информацию («Регистрация») уже входит в состав данной станции
- Программный модуль который передаёт информацию
- Сотовый модем или спутниковый терминал.

На выделенном сервере устанавливается специализированная программа под названием «сервер подключений». На клиентских местах устанавливается специальная программа которая называется АРМ супервайзера. Поэтому для внедрения системы, необходимо всего лишь в малой степени доработать станции ГТИ добавить в них: сотовый модем, антенны для направления действий, а так же программу которая передаёт данные. И теперь не будет необходимости привлекать для обслуживания системы дополнительные кадры, ведь эти обязанности будут выполнять работники ГТИ.

Описание данной системы:

Все данные проходят через сервер подключений. Сервером подключений может являться персональный компьютер, у которого есть доступ к интернету, и так же имеющий фиксированный IP- адрес, ведь это упрощает возможность передавать информацию. И таким образом абсолютно любая скважина которая оснащена станцией ГТИ, имеет возможность постоянно поддерживать связь с сервером подключений. А так же с помощью компьютера имеется возможность получить доступ к серверу подключений. И тем самым осуществив подключение к данному серверу возможно вести наблюдение за абсолютно любой выбранной скважиной в режиме онлайн. Для того чтобы связать буровую установку с сервером, необходимо использование интернета, тем самым это очень сильно помогает снизить, а так же дает возможность контролировать

скважины в любое время и из любого места, для этого нужны лишь ноутбук, телефон и соответствующее программное обеспечение.

Но ещё не стоит забывать и о безопасности, ведь мы имеем дело с секретной-коммерческой информацией, которая передаётся через интернет, а так как в интернете очень много недоброжелателей, которые могут похитить данные, или вовсе вывести из строя программное обеспечение, нужна очень хорошая защита данных. Этот вопрос достаточно легко решается путем шифрования абсолютно всего трафика.

На всех буровой установках необходимо иметь или GPRS модем, или спутниковый терминал. Программное обеспечение на буровой, присоединяется к серверу подключений и далее появляется возможность постоянно контролировать буровую бригаду, путём наблюдений за процессами происходящими на скважине. Этот процесс происходит автоматически и не требует ни каких действий от оператора.

Так же имеется возможность запросить данные со скважины абсолютно за любое время, и после этого установить соединение. После того как соединение установлено работник ИТР имеет полный доступ к происходящему на скважине в режиме онлайн.

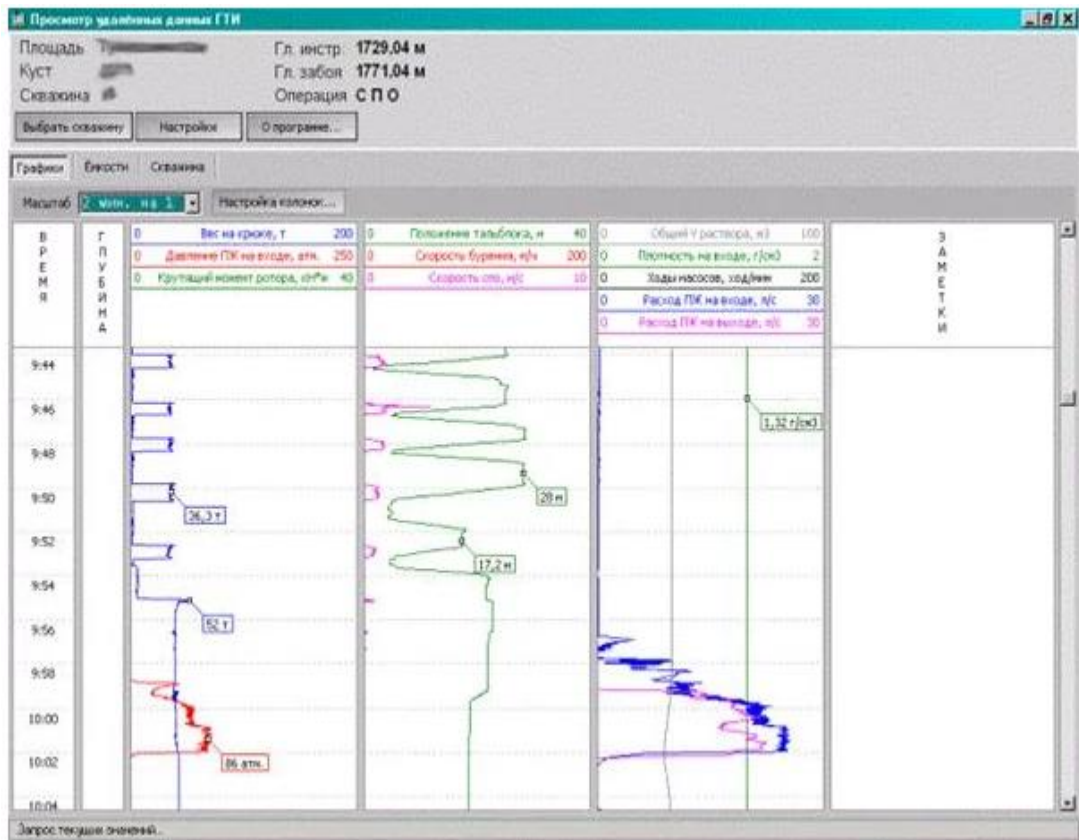


Рисунок 7- Диаграммы параметров скважины

Данные обновляются автоматически с интервалом в 10 с, что даёт возможность непрерывно контролировать что происходит на буровой площадке в режиме онлайн. На рисунке 8 представлена мнемосхема скважины.

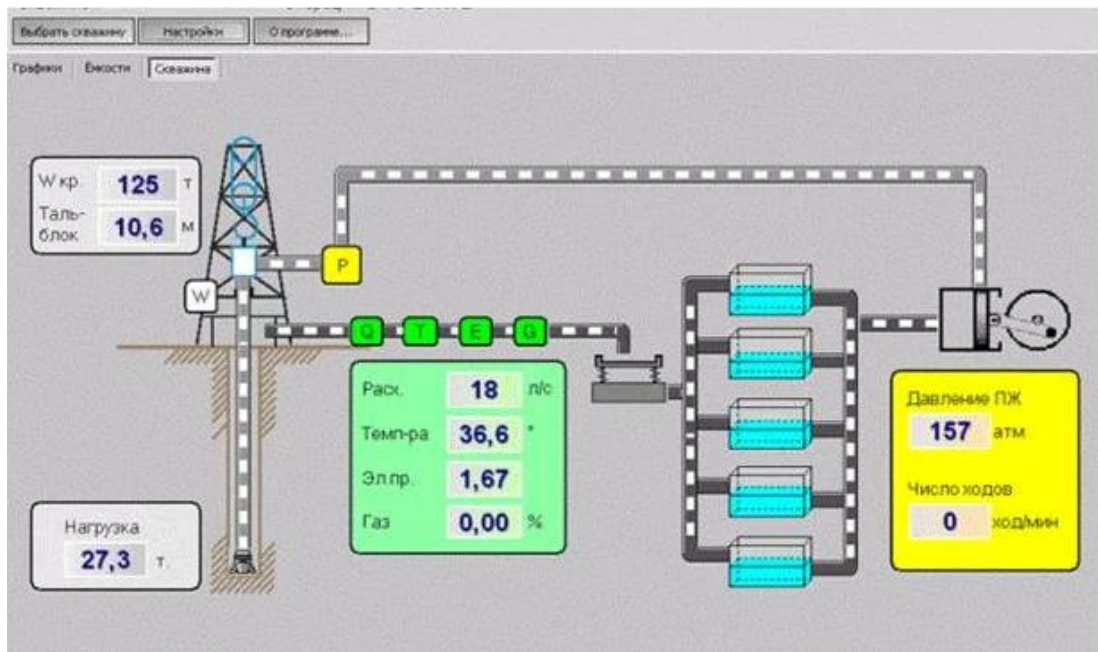


Рисунок 8 - Мнемосхема скважины

Так же есть возможность пользоваться текстовыми сообщениями м/у супервайзером и оператором станции ГТИ.

Практика применения: Данную систему уже применяют на скважинах ООО «БурКан» так же Были установлены станции «Леуза-2» обслуживаемые оператором станции ГТИ. Рабочие места супервайзера и сервер подключений были установлены и в интрасети «Башнефть». По итогу тестирования были сделаны выводы, что и эффективность и качество буровых работ гораздо улучшились. Ведь возможность удаленно контролировать работу, стимулирует работников буровой ответственнее подходить к своей работе, соблюдать технологию и избегать простоев. Поэтому планируется внедрение данной системы на всех скважинах АНК «Башнефть» .

Заключение.

Данная система открывает новые возможности при строительстве нефтяных скважин. Поскольку буровая бригада понимает что процесс бурения полностью контролируется заказчиком и супервайзером, она становится более дисциплинирована и следовательно снижается количество нарушений, а это ведет к снижению числа простоев. И как следствие это способствует улучшению технических и экономических показателей при строительстве скважины. Для заказчика или супервайзера, теперь появляется возможность непрерывно контролировать, а так же оперативно решать проблемы, оптимизировать процесс бурения, а так же минимизировать ошибки, которые могут приводить к аварийным ситуациям.

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. Данные для расчета представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	2950
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 393.7 мм на глубину 50 м
- кондуктор	d 295.3 мм на глубину 1010 м
- эксплуатационная колонна	d 190,5 мм на глубину 2950 м
Буровая установка	БУ - 3900/200 ЭК-БМ
Оснастка талевой системы	4*5
Насосы:	
- тип - количество, шт.	УНБТ-950А – 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-50 м	45,92
- в интервале 50-1010 м	70,27
- в интервале 1010-2950 м	55,3
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 9 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50-1010 м	ВЗД Д-240.5/6.41
- в интервале 1010-2950 м	ВЗД ДГР-178М.6/7.57
- при отборе керна	БИТ 190,5/100 В 913
Бурильные трубы: длина свечей, м	25

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

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

Таблица 31 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Томская область)

Интервалы бурения	Интервал, м	Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
-------------------	-------------	----------------------------------	---	-----------------------------

Продолжение таблицы 31

1	0	50	50	0,027	460
2	50	1010	960	0,032	350
3	1010	2950	1940	0,036	2900

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:

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

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 50 * 0,027 = 1,35 \text{ ч.}$$

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
50	0,027	1,35
960	0,032	30,72
1940	0,036	69,84
Итого		101,91

Далее производится расчет нормативного количества долот n . Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

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

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

Для направления:

$$n = 50 / 460 = 0,04.$$

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

Таблица 33 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	Количество долот (n)
50	460	0,1
960	350	2,7
1940	2900	0,66
Итого на скважину		3,46

4.1.2 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 и составляет 1 мин. Нормативное время составит:

- направление: $2 * 1 = 2$ мин;
- кондуктор: $35 * 1 = 35$ мин;
- эксплуатационная колонна: $130 * 1 = 130$ мин.

4.1.3 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 – 36 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.1.4 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во

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

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

Отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (18)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 50 - 0 = 50 \text{ м.}$$

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

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

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

$$L_T = L_c - L_n. \quad (19)$$

Для направления:

$$L_T = 50 - 17 = 33 \text{ м;}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (20)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 2.$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 2 * 2 + 5 = 15 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 1010 - 10 = 1000 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 1000 - 17 = 983 \text{ м;}$$

$$N = 983 / 25 = 39,32 \approx 40 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 40 * 2 + 5 = 85 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2950 - 20 = 2930 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 2930 - 17 = 2913 \text{ м;}$$

$$N = 2913 / 25 = 116,5 \approx 117 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 117 * 2 + 5 = 239 \text{ мин.}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 15 + 85 + 239 + 4 * (7 + 17 + 42) = 694 \text{ мин} = 10,05 \text{ ч}$$

4.1.5 Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

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

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

4.1.7 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). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [8].

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 350,462 часов или 14,6 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$350,462 * 0,066 = 23,13 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 350,462 + 23,13 + 25 = 398,592 \text{ ч} = 16,60 \text{ суток}$$

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 автотранспортом. 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	2
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
Итого	26

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 35.

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				■	■

Условные обозначения к таблице 38:

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

4.3 Расчёт заработной платы

К расходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера.

При проведении операций по бурению скважины на кустовой площадке присутствуют Бурильщик, помощники бурильщика, электромонтёр, слесарь, и лаборант, а так же ответственный за проведение работ мастер буровых работ. Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 12 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате в Томской Области составляет 50 %, ежемесячная премия в размере 70 %.

Надбавку за вахтовый метод работы в размере и порядке, установленными законодательством или (при отсутствии установленных законодательством) коллективным, трудовым договором, локальным актом работодателя;

-районный коэффициент и процентные надбавки к заработной платецам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов (в порядке и размерах, установленных для соответствующих районов/местностей); согласно статье 302 ТК РФ

Расчет заработной платы можно свести в таблицу 36.

Таблица 36 – Расчет затрат на оплату труда

Должность	Кол-во	Месячная тарифная ставка, руб.	Часовая тарифная ставка, руб.	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Буровой мастер	2	78000	-	46600	39000	12480	176080
Бурильщик 6 разряда	4	110880	77	74592	55440	17740	282652
Бурильщик 5 разряда	4	105120	73	73584	52560	16867	248131
Помощник бурильщика 5 разряда	4	97920	68	68544	48960	15667	231091
Помощник бурильщика 4 разряда	4	93600	65	65520	46800	14976	220896
Электромонтёр 5 разряда	4	86400	60	60480	43200	13824	203904

Продолжение таблицы 36

Слесарь 5 разряда	2	43200	60	30240	21600	6920	101960
Лаборант	2	44640	62	31248	22320	7142	105350
ИТОГО		659760	465	450808	329880	105616	1570064

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

4.4.1.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_{н} * k, \quad (21)$$

где $T_{н}$, – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_{р}}, \quad (22)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, $t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, $t_{р}$ – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении В.3, В.4

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
Направлене	0,54	0,59	0,025
Кондуктор	21,12	23,02	0,96
Техническая колонна	32,4	35,32	1,47
Эксплуатационная колонна	49,78	54,26	2,26

Продолжение таблицы 37

Крепление:			
Направлене	19,8	21,84	0,91
Кондуктор	42,76	47,04	1,96
Техническая колонна	48,65	53,52	2,23
Эксплуатационная колонна	54,33	59,76	2,49
Итого	269,38	295,35	12,31

4.4.2 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч;

$$V_M = H / T_M, \quad (23)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч;

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}), \quad (24)$$

где $T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч;

$$V_K = (H * 720) / T_h, \quad (25)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м;

$$h_d = H / n, \quad (26)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n) / H, \quad (27)$$

где C_{clm} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 38.

Таблица 38 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2950

Продолжение таблицы 38

Продолжительность бурения, сут.	11,14
Механическая скорость, м/ч	28,23
Рейсовая скорость, м/ч	16,97
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	5520
Проходка на долото, м	997
Стоимость одного метра, руб	157789

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 [11]. 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.

4.4.3 Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица 39 – Сводный сметный расчет затрат на строительство скважины

№	№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость, тысяч рублей
			Прямые затраты
1	2	3	4
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	79 581
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2 059
3	1.3	Техническая рекультивация земель	11 963
Итого по подготовительным работам			93 603
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	180 994
5	2.2	Разборка и демонтаж	10 371
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	14 905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674
Итого по вышкостроению и монтажу			207 944
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	209 715
9	3.2	Крепление скважины	238 456
Итого по бурению и креплению			448 171
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	72 004

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	59 996
Итого по разделу VIII			59 996
ИТОГО с накладными и плановыми			1 259 935
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 70 %	450808
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 16%	105616
21	9.3	Северные льготы 50%	329880
22	9.4	Лабораторные работы	1 452
23	9.5	Авиатран спорт	42 417
24	9.6	Транспортировка вахт	10 871
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	19 574
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	5 000
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6 050
28	9.10	Бурение скважины на воду	23 000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	31 632
Итого прочих затрат и работ			519 508
ИТОГО по разделам I-IX			1 779 443
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	42 706
ИТОГО			1 822 149
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	3 644
Итого по подрядным работам			3 644
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1 822 149
С учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ к ценам 1985 г.			393 493 077
НДС 20 %			70 828 323
ВСЕГО с учетом НДС			466 143 549
1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	59 996
Итого по разделу VIII			59 996
ИТОГО с накладными и плановыми			1 259 935

Продолжение таблицы 39

Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премияльные доплаты 70 %	450808
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 16%	105616
21	9.3	Северные льготы 50%	329880
22	9.4	Лабораторные работы	1 452
23	9.5	Авиатран спорт	42 417
24	9.6	Транспортировка вахт	10 871
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	19 574
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	5 000
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6 050
28	9.10	Бурение скважины на воду	23 000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	31 632
Итого прочих затрат и работ			519 508
ИТОГО по разделам I-IX			1 779 443
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	42 706
ИТОГО			1 822 149
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	3 644
Итого по подрядным работам			3 644
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1 822 149
С учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ к ценам 1985 г.			393 493 077
НДС 20 %			70 828 323
ВСЕГО с учетом НДС			466 143 549

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 [12]. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2021 года 215,95

Выводы по главе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

1. В первой части данной работы, был произведён расчёт нормативной продолжительности строительства скважины. Рассчитали затраченное время на

такие операции как: нормативное времени на механическое бурение; нормативное время на установку центрирующих фонарей; нормативное время ожидания затвердевания цемента; нормативное время на разбуривание цементной пробки; нормативное время на геофизические работы, затраты на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

2. Во второй части данной работы представлен-линейный календарный график выполнения работ. В нём отображены состав и количество работников буровой бригады, а так же определён график работы данной бригады.

3. В третьей части была рассчитана заработная плата сотрудников и управляющих буровой. Определены и посчитаны такие пункты как:

- Районный коэффициент(50%)
- Надбавка за вахтовый метод работы(16%)
- Премия сотрудникам(70%)
- Месячная тарифная ставка
- Часовая тарифная ставка

4. В четвёртой части работы был произведён расчёт полной сметной стоимости работ по строительству данной скважины , который составляет:

- Общая стоимость с учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ к ценам 1985 г 393 493 077 руб.;

– заработная плата составит 1 570 064 руб;

– НДС 20 % равен 70 828 323 руб.;

Общие затраты с учётом НДС Составят: 466 143 549 руб.

5. Социальная ответственность

На данный момент безопасность является важной составляющей при строительстве нефтяных и газовых скважин. Этому уделяется внимание, в связи с тем, что данную деятельность можно охарактеризовать, как опасную для здоровья человека, а буровую установку, как опасный производственный объект.

Данная работа содержит в себе: основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Буровая установка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к опасным производственным объектам.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

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

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

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

ленным федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

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

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

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426

«О специальной оценке условий труда».

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

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

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать всем нормам и требованиям. Огромное значение имеет характер работы. При организации рабочего места должны соблюдаться основные условия, такие как: Рациональное размещение оборудования, которое входит в состав рабочего места и рабочее пространство, позволяющее свободно осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места нужно учитывать следующие условия:

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

5.2 Анализ вредных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область)

5.2.1 Недостаточная освещенность

Освещение рабочих мест должно соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [42].

Освещение должно быть постоянно, соответствуя норме и быть приближено к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 38.

Таблица 40 – Нормы освещенности

Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100
Превенторная установка	75
Путь движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10

Для освещения рабочей зоны (буровой установки) рекомендуется использовать светодиодные системы освещения, так как они являются наиболее подходящими для данного вида работ.

5.2.2 Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [17]. Уменьшить шум на объекте помогают индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), и коллективные средства защиты (пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей). Уровень звукового давления на буровой представлен в таблице 39
Таблица 39 – Уровень звукового давления на буровой.

Частота, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000
ПДУ для буровых установок, дБА	91	83	77	73	70	68	66

5.2.3 Превышение уровней вибрации

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [20].

Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты;
- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики).

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность. Общие требования» [20].

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 41.

Таблица 41 – Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

5.2.4 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Вредные примеси не должны быть выше допустимой нормы. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны». Общие санитарно-гигиенические требования» [14]. Для контролирования запыленности и загазованности используют газоанализаторы. Чтобы исключить последствия используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» [15]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать средства индивидуальной защиты (респираторы, очки и рукавицы). Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» [43]. Склад химических реагентов необходимо располагать по розе ветров.

При работе с химическими реагентами и их хранении, прежде всего, необходимо следить за соблюдением условия: концентрация вредных веществ (мг/м^3) < ПДК ($\text{CaCO}_3=6 \text{ мг/м}^3$, $\text{Na}_2\text{CO}_3=5 \text{ мг/м}^3$, $\text{MgO}=4 \text{ мг/м}^3$, $\text{KCl}=5 \text{ мг/м}^3$). При приготовлении и применении бурового раствора на основе рекомендуемых химических реагентов необходимо не забывать о технике безопасности. Бригада для работы с химическими реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками. Нормы

и показатели значений количества вредных веществ в воздухе. Представлены в таблице 42

Таблица 42 – Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе.

Наименование веществ	Формула	ПДК	
		% по объему	мг/м ³
1	2	3	4
Азота окислы (в пересчете на NO ₂)	NO+NO ₂	0,00025	5
Акролеин	CH ₂ -CH-C-OH	–	0,7
Альдегид масляный	–	–	5
Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные (нефтяные)	–	–	5
Сероводород	H ₂ S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	–	–	300
Формальдегид	CH ₂ O	–	300
Ангидрид сернистый	SO ₂	0,00035	10

5.3 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на нефтегазовом месторождении (Томская область)

5.3.1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Особую опасность представляют собой движущиеся части оборудования, которые могут травмировать рабочего (ушибы, порезы, переломы).

Большую роль играет скорость передвижения подвижных частей. Согласно ГОСТ 12.2.009-80 опасной скоростью перемещения подвижных частей оборудования, способных травмировать ударом, является скорость более 0,15 м/с.

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

5.3.2 Поражение электрическим током

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Электробезопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих вредное и опасное воздействие на работающих от электрического тока и электрической дуги. Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ [25]. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

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

5.3.3 Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Предотвращение пожаров представляет собой полноценный комплекс мероприятий. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна); класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей, только в результате аварии или повреждения технологического оборудования). Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 x 1,8 м и 0,5 x 0,5 м.

5.4 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)

5.4.1 Фон загрязнения объектов природной среды

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химическими реагентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, ЛЭП);
- изъятием водных ресурсов и т. д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автодорожный транспорт, строительная техника;
- блок приготовления бурового раствора, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения и т. п.;
- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ); тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- горюче-смазочные материалы (ГСМ);
- пластовые минерализованные воды и продукты освоения скважины (нефть, минерализованные воды);

- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания дизель-электростанции и котельной;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- загрязненные ливневые сточные воды;
- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины из-за некачественного цементирования колонн, несоответствия конструкции скважины геолого-техническим условиям разреза и перетоки по нарушенным обсадным колоннам;
- продукты аварийных выбросов скважины (пластовый флюид, смесь пластового флюида с буровым или тампонажным раствором); негерметичность обсадных колонн, фонтанной арматуры, задвижек высокого давления и т. п.

5.4.2 Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительно-монтажных работах и в процессе бурения скважин

Буровое оборудование может транспортироваться только по дорогам, которые соединяют основную трассу и буровую площадку. Только зимой а случае отсутствия дорог возможно перемещение оборудования по специально подготовленным трассам и зимникам. Летом движение транспорта должно осуществляться по дорогам только с твердым покрытием или водным путем. Расположение трасс перетаскивания бурового оборудования, подъездных дорог и зимников, а также сроки их использования согласовываются с местными органами.

Схемы размещения бурового оборудования разрабатываются и согласуются на основе документов по охране окружающей среды и являются основой для определения объемов строительно-монтажных работ.

Площадка, предназначенная для размещения бурового оборудования, строительства амбаров и склада ГСМ, должна быть очищена от леса, кустарника, затем произведена отсыпка песком. На остальной территории строительной площадки должен быть сохранен травяно-моховой покров не менее 40 %.

5.4.3 Охрана атмосферы от загрязнения

Приоритетным загрязняющим фактором являются дымовые газы автотранспорта и строительных машин в процессе строительства кустового основания и передвижной теплофикационной котельной с котлами ПКН-2с (паропроизводительность – 2 т/час, расход нефти – 158 кг/час) в процессе строительства скважины. Основными выбрасываемыми вредными веществами при работе транспорта и строительных машин и при рабочем режиме горения нефти в топках котлов являются: оксид углерода, окислы азота и серы.

В процессе приготовления буровых и тампонажных растворов возможно загрязнение воздуха пылью сыпучих материалов: цемента, глинопорошка, химреагентов и т.п. Загрязнение атмосферного воздуха пылью также носит эпизодический характер.

5.4.4 Охрана гидросферы от загрязнения

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдёт загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдёт загрязнение питьевой воды.

Для защиты грунтовых вод следует выполнение следующих мероприятий:

- сокращение объемов отработанного бурового раствора за счет применения циркуляционной системы очистки бурового раствора от выбуренной породы. Циркуляционная система очистки раствора от шлама четырехступенчатая: вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга;

- для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно-технологическими характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения;

- применение непроницаемого накопителя для сбора отходов бурения.

5.4.5 Охрана литосферы от загрязнения

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

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

- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреакенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- очистить всю территорию от металлолома и мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять буровую площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли [17].

5.4.6 Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды

В соответствии с «Основами земельного законодательства» РФ 17.04.93 г., законом «О недрах» РФ, 4.05.92 г, законом РФ «Об охране окружающей природной среды» 3.03.92 г. производственные объединения и управления организуют ведомственный контроль за использованием и охраной недр, почв и водных объектов, за сбором, очисткой и обезвреживанием отходов производства.

Чтобы построить кустовое основание разрабатывается проект, который предусматривает комплекс мероприятий по защите окружающей среды.

Работы по охране окружающей среды при строительстве кустового основания и строительстве куста скважин предусматривают:

- детальное обследование источников, загрязняющих выбросов и отходов, определение массы выбрасываемых загрязняющих веществ;
- разработку организационно-технических мероприятий по предупреждению или максимальному снижению загрязняющих выбросов и отходов производства;
- разработку плана контроля за состоянием и охраной окружающей среды и согласование плана с соответствующими природоохранными органами;
- контроль выполнения проектов и действующих проектных решений;
- организация и ведение мониторинга.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

(Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах)

В процессе бурения скважины возникают различные виды чрезвычайных ситуаций. Это открытые нефтяные и газовые фонтаны, падение и разрушение вышек и морских оснований, падение элементов буровой установок, взрывы и пожары на буровых, которые приводят к выводу из строя бурового и прочего оборудования и остановка бурения.

Рассмотрим один из наиболее частых случаев: нефтяной или газовый фонтан. При возникновении открытого фонтана буровая бригада должна:

1) остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей;

2) остановить все силовые приводы;

3) отключить силовые линии и линии освещения, которые могут находиться в загазованных зонах, при быстрой загазованности зоны вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть выполнено за загазованной зоной;

4) на территории, которая может быть подвержена загазованности, необходимо остановить все огневые работы, курение, пользование стальными инструментами и другие действия, ведущие к образованию воспламенения;

5) запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном, необходимо выставить запрещающие знаки, а при необходимости посты охраны;

6) предотвратить растекание нефти на территории;

7) сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

Вывод:

Вопросы экологической и промышленной безопасности одни из самых важных при строительстве скважин. Так как от соблюдения всех правил и мер безопасности, зависит жизнь и здоровье людей, а так же экологическая и материальная составляющие.

Каждый работник должен осознавать, что безопасность прежде всего начинается с него. Поэтому так важно соблюдение работниками правил безопасности. А инженеры должны проверять и пресекать нарушения.

Заключение

В процессе выполнения данной дипломной работы были произведены расчёты и обоснования по вопросам заложенных в техническом задании.

Анализируя горно-геологические условия бурения, принято решение спроектировать следующую конструкцию скважины. Она состоит из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны. В связи с тем что несовместимые условия бурения отсутствуют, техническая колонна не проектируется.

В технологической части проекта был выбран способ бурения для каждого интервала. Так как скважина вертикальная выбрали вертикальный профиль скважины. Так же был выбран забой закрытого типа. Привели обоснование выбора конструкции скважины, на какую глубину спускаются обсадные колонны, и их диаметры, обосновали высоту на которую поднимается тампонажный раствор. Далее разработали режимы бурения для интервалов, спроектировали и обосновали тип и класс долота для каждого интервала. Была рассчитана осевая нагрузка на долото. Для создания осевой нагрузки и сохранения вертикальности ствола скважины в КНБК используются УБТ. Так же произвели расчёт и обоснование частоты вращения долота. Следующим этапом, была спроектирована КНБК, а так же произведён расчёт бурильной колонны на прочность. Так же были приведены и обоснованы Рецептуры промывочной жидкости, и выполнен гидравлический расчёт программы промывки скважины. Далее был произведен и обоснован расчёт параметров цементирования скважины, выбрана технология крепления и цементирования скважины. Для повышения качества крепления скважины выбрали и обосновали технологическую оснастка обсадной колонны.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта , был выбран кумулятивный способ перфорации.

Исходя из пластовых давлений , было выбрано следующее устьевое и противовыбросовое оборудование: ОКК1-35-146x245 К1 ХЛ , ОП5-230/80x35

Так же была выбрана буровая установка БУ - 3900/200 ЭК-БМ которая соответствует всем требованиям для выполнения работ.

В четвертой части дипломной работы были освещены вопросы социальной ответственности и безопасности жизнедеятельности, действия при чрезвычайных ситуациях. Далее были рассмотрены вопросы охраны окружающей среды, и вопросы экологической безопасности.

В экономической части был произведен анализ Технико-экономических показателей и баланса рабочего времени. Был произведен расчёт временных показателей на все этапы строительства скважины, а так же сметный расчет прямых затрат на строительство скважины.

В специальной части проекта был рассмотрен вопрос удаленного мониторинга буровых работ.

Работа выполнена с учётом современных технологических решений, которые позволяют достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, учитывая при этом промышленную и экологическую безопасность.

Список использованных источников

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. Э.Б. Кренни, Н.Р. Хуббитдинов DSI (A Schoeller-Bleckmann Company) «Применение Циркуляционного Переводника PBL При Бурении».
5. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки МОС производства компании «NOV». // ПАО «Оренбургнефть», 2015 г.
6. Брошюра JetStream® RFID Drilling Circulation Sub
7. <http://www.findpatent.ru/patent/265/2658851.html>
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
9. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
10. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

12. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года.

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

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

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

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

17. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

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

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

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

21. «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).

22. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

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

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

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

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

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

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

29. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

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

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

32. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

33. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

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

35. 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».

36. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
37. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).
38. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».
39. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.
40. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
41. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
42. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
43. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»

Приложение А

Горно-геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	мощность	название	индекс	
0	40	40	Четвертичные отложения	Q	2,40
40	50	10	Ингуянская толща	N	1,30
50	130	80	Пельимская толща	N	1,30
130	150	20	Абросимоская свита	N	1,20
150	190	40	Туртасская свита	P ₃	1,20
190	310	120	Черталинская свита	P ₃	1,20
310	400	90	Тавдинская свита	P ₂₊₃ tv	1,20
400	500	100	Люлинворская свита	P ₁₋₂ ll	1,20
500	520	20	Талицкая свита	P ₁ tl	1,20
520	690	170	Ганькинская свита	K ₂ gn	1,20
690	790	100	Слагородская свита	K ₂ slv	1,15
790	940	150	Ипатоская свита	K ₂ ip	1,15
940	960	20	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1,15
960	1750	790	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	1,15
1750	2170	420	Вартовская свита	K ₁ vt	1,10
2170	2260	90	Тарская свита	K ₁ tr	1,10
2260	2555	295	Куломзинская свита	K ₁ klm	1,10
2555	2570	15	Баженова свита	K ₁ .J ₃ bg	1,10
2570	2650	80	Науакская свита	J ₂₋₃ nn	1,10
2650	2900	250	Тюменская свита	J ₂ tm	1,10
2900	2950	50	Палеозой	Pz	1,10

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название Горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницае- мость мдарси	Глинистость, %	Расслоеность	Абразивность	Категория пород	
	от	до								по буримости	породы промысло- вой классификации
Q	0	40	пески	2,0	25-30	2500	10	1	X	I	мягкая
			суглинки	2,0	25-30	0	90	5	IV		
			глины	2,0	25-30	0	90	5	IV		
N	40	150	пески	2,1	20	1000	20	5	X	I	мягкая
			глины	2,4	30	0	90	5	IV		
P ₃	150	310	пески	2,0	25	10	50	5	X	I	мягкая
			глины	2,3	30	0	95	5	IV		
P ₂₊₃ tv	310	400	глины	2,3	25	0	95	5	IV	I	мягкая
			пески	2,1	25	10	10	5	X		
			алевриты	2,1	30	0	90	5	IV		
P ₁₋₂ II	400	500	глины	2,3	25	0	95	5	IV	I	мягкая
			алевриты	2,2	25	0	90	5	IV		
			пески	2,1	30	10	10	5	X		
P ₁ II	500	520	глины	2,3	25	0	95	5	IV	I	мягкая
			алевриты	2,2	25	0	90	5	VI		
			пески	2,1	30	10	10	5	X		
K ₂ gn	520	690	мергели	2,4	20	0	100	5	IV	I	мягкая
			глины	2,3	25	0	100	5	IV		
			алевролиты	2,2	25	0	40	5	VI		
			пески	2,1	30	10	10	5	X		
K ₂ slv	690	790	глины	2,3	16	0	95	5	IV	I	мягкая
			алевролиты	2,2	20	0	20	5	IV		
			песчаники	2,1	25	50-300	10-20	5	X		

Продолжение таблицы А.2

K ₁ vt	1750	2170	глины	2,0	22	10-30	95	3,5	IV	II	средняя
			алевролиты	2,4	14	0	20	3,5	VI		
			песчаники	2,2	20	10	15	3,5	X		
K ₁ tr	2170	2260	песчаники	2,3	22	10-30	5	2	VI	II	средняя
			алевролиты	2,35	20	0-10	30	2	X		
			аргиллиты	2,4	16	0	100	2	IV		
K ₂ slv	690	790	глины	2,3	16	0	95	5	IV	I	мягкая
			алевролиты	2,2	20	0	20	5	IV		
			песчаники	2,1	25	50-300	10-20	5	X		
K ₂ ip	790	940	песчаники	2,1	25	50-300	20	5	X	I	мягкая
			алевролиты	2,2	20	0	90	5	VI		
			глины	2,3	16	0	95	5	IV		
K ₂ kz	940	960	глины	2,35	16	0	100	5	IV	I	мягкая
K ₁₋₂ pk	960	1750	глины	2,35	16	0	95	5	IV	II	средняя
			алевролиты	2,2	20	0	20	5	VI		
			песчаники	2,1	22	50-300	10-20	5	X		
K ₁ vt	1750	2170	глины	2,0	22	10-30	95	3,5	IV	II	средняя
			алевролиты	2,4	14	0	20	3,5	VI		
			песчаники	2,2	20	10	15	3,5	X		
K ₁ tr	2170	2260	песчаники	2,3	22	10-30	5	2	VI	II	средняя
			алевролиты	2,35	20	0-10	30	2	X		
			аргиллиты	2,4	16	0	100	2	IV		
K ₁ klm	2260	2555	аргиллиты	2,4	15	0	100	2	IV	III	твердая
			песчаники	2,2	22	10-20	0-20	2	X		
			алевролиты	2,4	20	0-10	30	2	VI		
K ₁ J ₃ bg	2555	2570	аргиллиты битуминозные	2,45	0	0	100	3	IV	III	твердая
J ₂₋₃ nn	2570	2650	Песчаники	2,3	15	5-20	20	2	X	III	твердая
			угли	1,4	0	0	0	3	III		
			алевролиты	2,3	15	5	25	2	VI		
			аргиллиты	2,4	5	0	100	2	IV		
J ₂ tm	2650	2900	песчаники	2,3	15	5-100	20	2	X	III	твердая
			угли	1,4	0	0	0	3	III		
			алевролиты	2,3	15	5	30	2	VI		

Таблица А.3 – Водоносность

Водоносность							
Q + P	0	690	Поровый	0,001	20-300	-	Да. Минерализ. – 0,1-0,8 мг/л.
K _{1-2g}	690	1750	Поровый	0,001	195-500	-	Нет. Минерализ. – 8-10 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ - 3385-5500 мг/л, SO ₄ ⁻ - 17-24, HCO ₃ – 85-170 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 200-3500 мг/л, Mg ⁺⁺ - 33-73 мг/л, Ca ⁺⁺ - 180-340 мг/л
K ₁	1750	2555	Поровый	0,00101	100	-	Нет. Минерализ. – 10-17 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ - 9500 мг/л, SO ₄ ⁻ - 160 мг/л, HCO ₃ - 300 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 8800 мг/л, Mg ⁺⁺ - 150 мг/л, Ca ⁺⁺ - 1500 мг/л
J ₃ J ₂₋₃ J ₁	2555	2900	Поровый	0,00125	3-46	-	Нет. Минерализ. – 30-40 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ 15000 мг/л, SO ₄ ⁻ - 320 мг/л, HCO ₃ – 800 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 9500 мг/л, Mg ⁺⁺ - 120 мг/л, Ca ⁺⁺ - 800 мг/л
P _Z	2900	2950	Трещиноватый	0,00103	15-50	-	Нет. Минерализ. – 30-40 мг/л. Хим. состав (преоблад.): Cl ⁻ - 16800 мг/л, SO ₄ ⁻ - 250 мг/л, HCO ₃ – 600 мг/л, Na ⁺ , K ⁺ - 11000 мг/л, Mg ⁺⁺ - 250 мг/л, Ca ⁺⁺ - 460 мг/л

Таблица А.4 – Осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
Q - P ₃₋₁ - K ₂	0	960	Поглощение бурового раствора	Превышение плотности, вязкости и СНС бурового раствора над проектными значениями, плохая очистка бурового раствора, недопустимо высокие скорости спуска бурильного инструмента
K ₁₋₂ pk, kl	960	2555		
Pz	2900	2950		
Q - P ₃₋₁ - K ₂	0	960	Осыпи и обвалы горных пород	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодавление столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении осложнений, склонных к осыпям и обвалам.
K ₁₋₂ pk	960	2555	Нефтеводопроявление	Перелив воды. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Повышение скорости подъема инструмента.
J ₃₋₂ nn	2860	2895		
Q - P ₁₋₃	0	520	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных значений, неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, несоблюдение режима промывки скважины, оставление бурильного инструмента без движения в проницаемых пластах более 5 минут.
K ₂ - K ₁₋₂	520	1750		
K ₁ tr	2170	2260		

Приложение Б

Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-50 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 (0–60 м)							
1	393,7 М-ЦГВ (Ш)	0,45	393,7	-	3-171	Ниппель	0,161
2	1-КА 393,7	0,39	393,7	100	3-171	Муфта	0,148
					3-171	Муфта	
3	УБТ-203	36	203	100	3-171	Ниппель	6,9
					3-171	Муфта	
4	Переводник – 147/171	0,52	203	101	3-171	Ниппель	0,068
					3-147	Муфта	
5	Переводник – 133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
6	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	0,167
					3-133	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-1010 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 (50–1010 м)							
1	БИТ 295,3 В 516 УСМ.08	0,48	295,3	-	3-152	Ниппель	0,035
2	Д-240.5/6.41	7,27	240	-	3-152	Муфта	1,74
					3-171	Муфта	
3	Ф-240РС	1	220	-	3-171	Ниппель	0,161
					3-171	Муфта	
4	КОБ-240РС	0,80	220	101	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
5	Переводник – 152/171	0,51	203	122	3-171	Ниппель	0,067
					3-152	Муфта	
6	Калибратор К-295,3 МС	0,655	295,3	-	3-152	Ниппель	0,090

Продолжение таблицы Б.2

7	Переводник – 147/152	0,51	190	89	3-152	Ниппель	0,074
					3-147	Муфта	
8	УБТ-178	18	178	80	3-147	Ниппель	3,477
					3-147	Муфта	
					3-133	Муфта	
9	Переводник – 152/147	0,51	197	101	3-147	Ниппель	0,067
					3-152	Муфта	
10	Калибратор К- 295,3 МС	0,655	295,3	-	3-152	Ниппель	0,090
					3-152	Муфта	
11	Переводник – 147/152	0,51	190	89	3-152	Ниппель	0,074
					3-147	Муфта	
12	УБТ-178	18	178	80	3-147	Ниппель	3,465
					3-147	Муфта	
13	Переводник – 133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
14	4ГУМ-162М	4,57	168	57	3-133	Ниппель	0,78
					3-133	Муфта	
15	СБТ ТЫПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	26,03

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1010-2950

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1010-2950 м)							
1	БИТ 190,5 В 813 У.40	0,37	190,5	–	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР- 178М.6/7.57	6,9	178	–	3-117	Муфта	1,038
					3-147	Муфта	
3	Клапан об- ратный 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	УБТС-178	30	178	80	3-147	Ниппель	4,3
					3-147	Муфта	
6	Переводник М117хН147	0,54	178	78	3-147	Ниппель	0,045
					3-117	Муфта	
7	КЛС 190,5 СТ	1,10	190,5	70	3-117	Ниппель	0,17

Продолжение таблицы Б.3

Переводник М147хН117	0,40	178	58	3-117	Ниппель	0,035
				3-147	Муфта	
УБТС-178	30	178	80	3-147	Ниппель	4,3
				3-147	Муфта	
Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
				3-133	Муфта	
Яс гидравли- ческий ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
				3-133	Муфта	
СБТ 127х9,2	2873,5	127	108,6	3-133	Ниппель	91,953
				3-133	Муфта	
Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
				3-133	Муфта	
КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
				3-133	Муфта	
ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (2860-2900 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Отбор керна (2860–2900 м)							
1	БИТ 190,5/100 В 913	0,38	190,5	101,6	3-171	Муфта	0,023
2	СК1 172/100РС	29,38	172	100	3-171	Ниппель	2,878
					3-133	Муфта	
3	Переводник М147хН133	0,5	171,5	80	3-133	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТС-178	48	178	80	3-147	Ниппель	6955
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
6	СБТ 127х9,2	2766	127	108,6	3-133	Ниппель	86,3
						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	ВБТ 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 Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	50	50	393,7	-	1,3	7,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 5,0
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 58,3
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 58,3
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
50	1010	960	295,3	303,9	1,2	82,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 2,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 50,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 127,5
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 183,6
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 0
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ = 183,6
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 0
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1010	2950	1940	190,5	224,5	1,15	96,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 5,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 63,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 11,8
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 198,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 278,5
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 0
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ = 278,5

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Бентопорошок	Структурообразователь	1000	3495,67	3,50	13267,61	13,27			18350,67	18,35
Гипан	Снижение показателя фильтрации	25	5,83	0,23	22,11	0,88			30,58	1,22
Сода каустическая	Регулятор рН	25	58,26	2,33	221,13	8,85	290,08	11,60	595,93	23,84
КМЦ	Снижение фильтрации, повышение СНС	25	52,44	2,10	199,01	7,96			275,26	11,01
Ингибитор глин EfSil	Предотвращает набухание глин и сланцев	25	116,52	4,66	442,25	17,69			611,69	24,47
Крахмал модифицированный КМ	Регулятор фильтрации	25					4931,40	197,26	4931,40	197,26
Пенагаситель	Предотвращение пенообразования	30					116,03	3,87	116,03	3,87
Ксантановый смола	Структурообразователь	25					1015,29	40,61	1015,29	40,61
Лубрекс	Смазывающая добавка	180			1105,63	6,14	1450,41	8,06	2688,33	14,94

Продолжение Таблицы Б.6

Бактерицид	Подавляет рост бактерий	30					116,03	3,87	116,03	3,87
Барит	Утяжелитель	1000	7300,13	7,30	27707,19	27,71			38322,32	38,32
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	58,26	2,33	221,13	8,85	290,08	11,60		

Приложение В

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

№	№ сметного расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость, тысяч рублей
			Прямые затраты
1	2	3	4
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	79 581
2	1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2 059
3	1.3	Техническая рекультивация земель	11 963
Итого по подготовительным работам			93 603
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования			
4	2.1	Строительство и монтаж	180 994
5	2.2	Разборка и демонтаж	10 371
6	2.3	Монтаж оборудования для испытания	14 905
7	2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674
Итого по вышкостроению и монтажу			207 944
Раздел III. Бурение и крепление			
8	3.1	Бурение скважины	209 715
9	3.2	Крепление скважины	238 456
Итого по бурению и креплению			448 171
Раздел IV. Испытание скважин			
10	4.1	Испытание в процессе бурения	72 004
11	4.2	Испытание объекта	43 152
12	4.3	Оборудование устья скважины	4 248
Итого по испытанию			119 404
Раздел V. Промыслово-геофизические работы			
13	5.1	11% от раздела III и IV	62 404
Итого по промыслово-геофизическим работам			62 404
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	16 283
15	6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	3 476
16	6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	31 374
Итого по разделу VI			51 133
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV			830 169

Продолжение Таблицы В.1

Раздел VII. Накладные расходы			
17	7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	217 280
Итого по разделу VII			217 280
1	2	3	4
Раздел VIII. Плановые накопления			
18	8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	59 996
Итого по разделу VIII			59 996
ИТОГО с накладными и плановыми			1 259 935
Раздел IX. Прочие работы и затраты			
19	9.1	Премиальные доплаты 24,5 %	284 600
20	9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	57 786
21	9.3	Северные льготы 2,98%	37 126
22	9.4	Лабораторные работы 0,15%	1 452
23	9.5	Авиатран спорт	42 417
24	9.6	Транспортировка вахт	10 871
25	9.7	Перевозка вахт до г.Томска	19 574
26	9.8	Услуги связи на период строительства скважины	5 000
27	9.9	Топографо-геодезические работы	6 050
28	9.10	Бурение скважины на воду	23 000
29	9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	31 632
Итого прочих затрат и работ			519 508
ИТОГО по разделам I-IX			1 779 443
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы			
30	10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	42 706
ИТОГО			1 822 149
Подрядные работы			
Раздел XI. Авторский надзор			
31	11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I-X	3 644
Итого по подрядным работам			3 644
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			1 822 149
С учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ к ценам 1985 г.			393 493 077
НДС 18 %			70 828 323
ВСЕГО с учетом НДС			466 143 549

