

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 3110 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3110)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Максимов Дмитрий Валерьевич		02.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к. х. н.		04.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		02.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		02.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 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	Фамилия Имя Отчество
3-2Б62Т	Максимов Дмитрий Валерьевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3110 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томская область)
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. • Отечественные производители крахмала для бурения интервалов под хвостовик

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, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском	
1. Горно-геологические условия бурения	
2 Технологическая часть проекта	
3 Отечественные производители крахмала для бурения интервалов под хвостовик	
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	
5 Социальная ответственность	
6. Предварительная защита	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к. х. н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Максимов Дмитрий Валерьевич		02.03.2020

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: 05.06.2020

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения	5
03.04.2020	2 Технологическая часть проекта.	40
24.04.2020	3 Отечественные производители крахмала для бурения интервалов под хвостовик	15
12.05.2020	4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения.	15
19.05.2020	5 Социальная ответственность	15
04.06.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к. х. н.		02.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА:
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Максимов Дмитрий Валерьевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение НОЦ	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазового дела-Бурение нефтяных и газовых скважин.

Тема ВКР

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна.	К.Э.Н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Максимов Дмитрий Валерьевич		02.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Максимов Дмитрий Валерьевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазового дала-Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3110 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: Разведочная вертикальная скважина на нефтяном месторождении (Томская область)
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 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. 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"
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> - Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность

3. Экологическая безопасность:	Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительном-монтажных - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов. Возгорания

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.03.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Максимов Дмитрий Валерьевич		02.03.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страницы, 9 рисунков, 56 таблиц, 25 литературных источника, 5 приложений.

Ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 3110 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

Цель работы – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3110 м на месторождении Томской области.

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 отечественного производителя крахмала для бурения интервалов под хвостовик.
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:

скважина: Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

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

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003–2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003–91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062–81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019–2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012–2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029–80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4. /2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710–2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

Оглавление	
Введение	14
1 Горно-геологические условия бурения скважин	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважин	15
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	19
2.1 Обоснование конструкции скважины	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	19
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	21
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	22
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	22
2.3.1 Выбор способа бурения	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	24
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	25
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	25
2.3.6 Выбор и обоснования типа забойного двигателя	27
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	28
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	29
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	31
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	33
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	33
2.4.1 Расчет обсадных колонн	33
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	37
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	37
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	40
2.4.5 Выбор буровой установки	41
3 Отечественные производители крахмала для бурения интервалов под хвостовик	42

ОАО «Чаплыгинский крахмальный завод»	42
Компания ООО «Амилко»	43
Компания ООО «Биполь»	44
ООО НПП «Буринтех»	44
Компания ООО «Эфхим»	45
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.	47
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	47
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	47
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	49
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	51
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	51
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	51
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	53
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	54
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	54
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	54
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	56
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	56
4.3.2 Расчет технико-экономических показателей	57
5 Социальная ответственность	59
5.1.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Правовые нормы трудового законодательства	59
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	60
5.1.3 Производственная безопасность	61
5.2 Анализ выявленных вредных и опасных факторов	62
5.2.1 Отклонение показателей микроклимата	62
5.2.2 Превышение уровня шума	63
5.2.3 Отсутствие или недостаток естественного света.	64
5.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны	64

5.2.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	65
5.2.6 Критические значения тока	65
5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	66
5.3.1 Электробезопасность	66
5.3.2 Пожаровзрывобезопасность	67
5.4 Экологическая безопасность	68
5.4.1 Мероприятия по защите селитебной зоны	68
5.4.2 Мероприятия по защите атмосферы	68
5.4.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы	69
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	70
Список использованных источников	72
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	75
Приложение А	78
Приложение Б	88
Приложение В	89
Приложение Г	93
Приложение Д	97
Приложение Е	103

Введение

Эффективное сооружение скважины начинается с принятия наиболее оптимальных проектных решений и определяется технологической обоснованностью принятых решений и достоверностью исходной информации. Новый взгляд на проблему трудноизвлекаемых запасов позволит запустить те скважины, которые в некоторое время назад были не рентабельными. При этом важную роль играет накопленный опыт разработки проектов на месторождениях с различными геолого-геофизическими условиями бурения.

Строительству скважин в оптимальные сроки противодействуют осложнения во время бурения и особенности залегания продуктивных пластов. Тип коллектора: порово-трещино-каверновый с давлением насыщения 31,7 МПа. На протяжении всего интервала присутствуют осложнения, такие как поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявления, кавернообразования и прихваты инструмента.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3110 м на месторождении Томской области.

В работе ставится и частная задача: проанализировать отечественные производители крахмала для приготовления буровых растворов для бурения под хвостовик. Данный вопрос раскрывается в специальной части выпускной квалификационной работы.

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

1 Горно-геологические условия бурения скважин

1.1 Геологическая характеристика разреза скважин

Геологические условия бурения представлены в приложении А. Интервал 0-3110 м в большей части сложен глинами, переслаивающимися с алевролитами, аргиллитами и песчаниками. В разрезе представлены мягкие, средние и твердые по твердости породы, что определяет выбор породоразрушающего инструмента с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в приложении Б.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов.

Разрез представлен 7 водоносными и 4 нефтеносным пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 3050-3080 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 130 м³ /сут.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложение А, таблицы А4-А8.

Краткая характеристика возможных осложнений.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения.

В интервале 0-3100 метров ожидаются поглощения. Поэтому рекомендуется бурить без увеличения плотности, вязкости, СНС бурового раствора над проектными значениями.

В интервале 0-3100 метров ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. По-

этому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора хим. реагентами.

Интервалы 0-3100 метров характеризуются также наличием прихватопасных зон, что означает необходимость в контроле отклонений параметров бурового раствора от проектных, удовлетворительной очистке от выбуренной породы и ограничений по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут.

Интервалы 0-3100 метров склонны к проявлениям в условиях несоблюдения параметров бурового раствора и скорости спуско-подъёмных операций.

Нефтегазоводоносности предоставлена в таблице 1.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарси на сантиметр	Содержание, процент по весу		Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации		серы	парафина		газовый фактор, нм ³ /м ³	содержание сероводорода, процент по объему	содержание углекислого газа, процент по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости 1/МПа 10 ⁻⁴	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J ₁₋₂ tm (Ю ₁)	2635	2645	поровый	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	5-10	126,5	–	1	–	–	13,3
J ₁₋₂ tm (Ю ₁₄)	2974	3003	поровый	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	5-10	126,5	–	1	–	–	13,3
J ₁₋₂ tm (Ю ₁₅)	3016	3043	поровый	0,683	0,811	0,010	0,39	4,98	5-10	126,5	–	1	–	–	13,3
Pz (M1)	3050	3080	порово-трещинно-важно-каверновый	0,688	0,875	0,0422	0,49	8,13	130	106,2	–	2,303	0,689	0,990	31,7

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиг- рафи- че- ского подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источник получения
			кгс/см ² на м		источ- ник полу- чения											
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	20	0,000	0,100	РФЗ	0,000	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0	0,22	РФЗ	3	ПГФ
P _{g3 nk}	20	180	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	10	ПГФ
P _{g2,3 cg}	180	330	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	15	ПГФ
P _{g2 ll}	330	370	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	18	ПГФ
P _{g1 tl}	370	410	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	19	ПГФ
K _{2 gn}	410	480	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	20	ПГФ
K _{2 sl}	480	525	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	21	ПГФ
K _{2 ip}	525	680	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	22	ПГФ
K _{2 kz}	680	715	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	23	ПГФ
K _{1-2 pk}	715	1560	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,23	РФЗ	53	ПГФ
K _{1 al}	1560	1605	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	55	ПГФ
K _{1 kls}	1605	2265	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	77	ПГФ
K _{1 tr}	2265	2330	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	79	ПГФ
K _{1 klm}	2330	2590	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	88	ПГФ
J _{3 bg}	2590	2615	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	89	РФЗ
J _{3 gr}	2615	2622	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	89	РФЗ
J _{3 vs}	2622	2726	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	93	РФЗ
J _{1-2 tm}	2726	3015	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	103	РФЗ
J _{1slt}	3015	3045	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	104	РФЗ
J _{1tg}	3045	3050	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	104	РФЗ
Pz	3050	3100	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,25	0,25	ПГФ	107	РФЗ

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

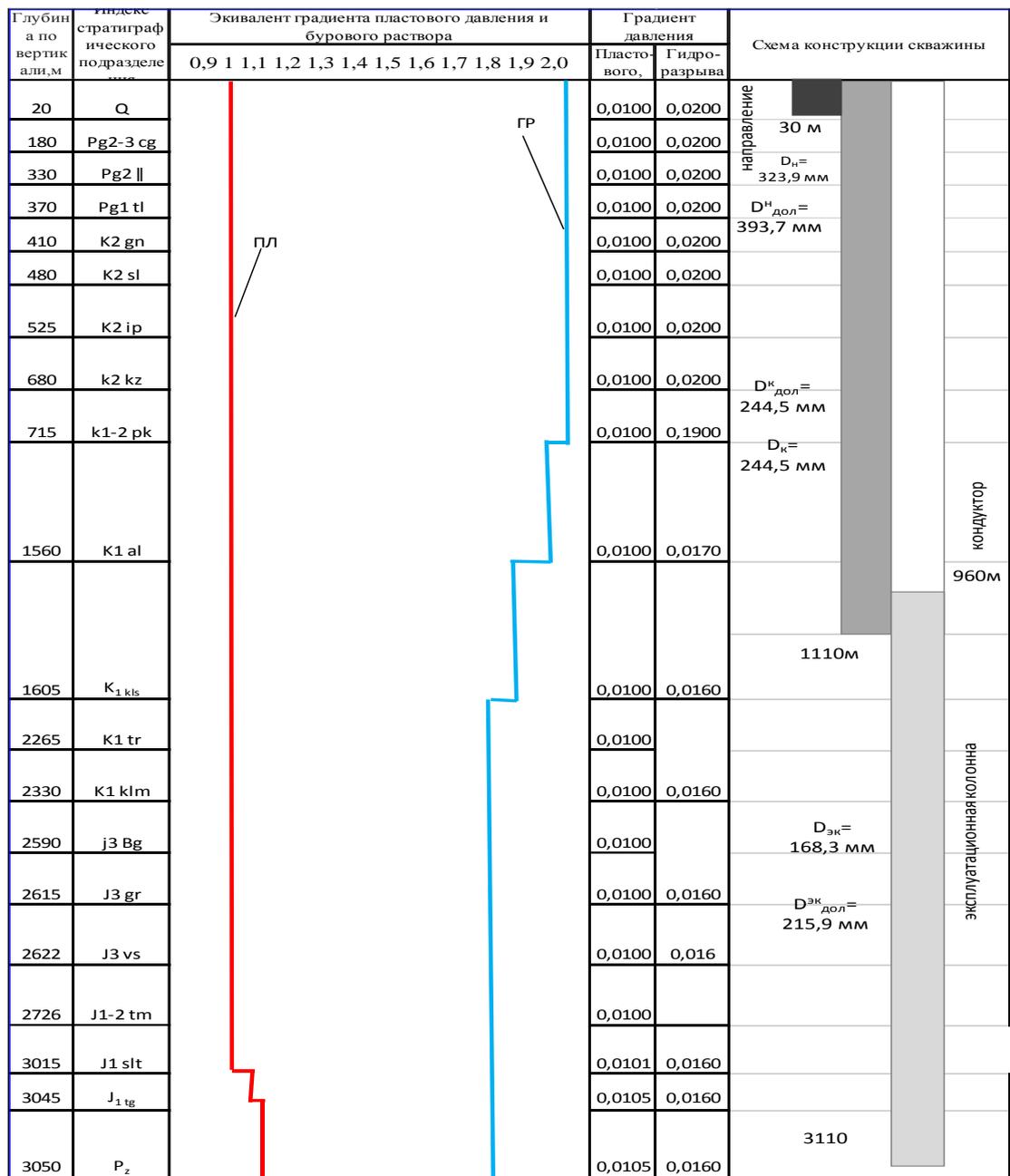


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 20 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 30 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Расчетное значение глубины спуска кондуктора составляет 1110 м, исходя из расчетов в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке «Проектирование конструкций скважины» [18].

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3110 м, для соблюдения условий профиля скважины и установки насоса в необходимый интервал. С учетом вскрытия продуктивного пласта 3050-3080 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

- а) направление и кондуктор цементируются на всю длину;
- б) эксплуатационная и промежуточная колонна цементируется с учётом перекрытия башмака кондуктора на высоту 150 м для нефтяной скважины.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным $D_{эк}=168,3$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$:

$$P_{му} = 9,01 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-21-168x245 К1 ХЛ.**
2. ПВО, соответствующее пластовому давлению: **ОП5- 280/80x21.**

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Технико-экономическая эффективность проекта на строительство нефтяной скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы углубления. Принятие проектных решений обуславливает выбор типа буровой установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и горно-геологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	30	Роторный
30	1110	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1110	3110	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
3045	3085	Роторный (Отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0–30	30–1110	1110–3110
Шифр долота		БИТ 393,7 В 419 ТСП	БИТ 295,3 В 516 УСМ.08	БИТ 215,9 ВТ 416 УМ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117
	API	7 5/8	16 5/8	4 1/2
Длина, м		0,5	0,41	0,4
Масса, кг		187	82	24
G, тс	Рекомендуемая	3-8	2-10	4-16
	Предельная	25	10	16
n, об/мин	Рекомендуемая	40–60	80-400	150-300
	Предельная	200	400	300

где G – осевая нагрузка на долото, тс;

n – линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото 393,7 мм марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC 295,3

мм марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 215,9 мм марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет. В интервале эксплуатационной колонны будут произведены операции по отбору керна.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При определении осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях. Усредненные значения осевой нагрузки на долото используемой при бурении нефтяных и газовых скважин представлены в таблице 6;
- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 4 тоннам. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно этой же методике и представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-30	30-1110	1110-3110
Исходные данные			
Диаметр долота, см	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс	25	10	15

Продолжение таблицы 5

Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка в процессе бурения, тс	20	8	12
Проектируемая нагрузка, тс	4	8	11

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Сравнивая с производственными частотами вращения, производится корректировка частот вращения до максимальных статистических значений. Все результаты представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-30	30-1110	1110-3110
Исходные данные				
$V_{л}$, м/с		2,8	1,5	1
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		164	181	132
$n_{стат}$, об/мин		60	140	180
$n_{проект}$, об/мин		60	140	140

где $V_{л}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

n_1 – оптимальная линейная скорость на периферии долота, об/мин;

$n_{проект}$ – проектная линейная скорость на периферии долота, об/мин.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов обеспечения работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты расчета расхода бурового раствора

представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результат расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-30	30-1110	1110-3110
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,5	0,4
K_k	1,3	1,2	1,4
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,1
V_m , м/с	0,011	0,0083	0,0042
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,203	0,235	0,166
$d_{нмах}$, м	0,0254	0,0127	0,0111
n	3	5	9
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,2	1,15	1,08
ρ_n , г/см ³	2,0	2,26	2,12
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	78	34	15
Q_2 , л/с	92	25	43
Q_3 , л/с	67	28	12
Q_4 , л/с	45	38	59
Области допустимого расхода бурового раствора	45-92	25-38	12-59
Запроектированные значения расхода бурового раствора	64	64	38

где D_d – диаметр долота, м;

K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

K_k – коэффициент каверзости;

$V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

V_m – механическая скорость бурения, м/с;

$d_{бт}$ – диаметр бурильных труб, м;

$d_{нмах}$ – максимальный внутренний диаметр насадки (промывочных отверстий), м;

n – число насадок (промывочных отверстий);

$V_{кпмин}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с;

$V_{кпмах}$ – максимальная допустимая скорость восходящего потока, м/с;

$\rho_{\text{п}}$ – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

$\rho_{\text{р}}$ – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{\text{см}}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м²;

Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с;

Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;

Q_3 – минимальный расход бурового раствора, исходя из условия предотвращения прихвата, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

2.3.6 Выбор и обоснования типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости, удельного момента, обеспечивающего вращение долота и расхода бурового раствора.

Для интервала бурения 30–1110 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР1-172,7 8.61, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения предоставлены в приложение В.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР1-240.7/8.55	30-1110	240	10225	2703	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДГР1-172,7/8.61	1110-3110	172	9159	1243	19-38	84-168	11,0-17,0	85-220

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, долота, двигателя, центраторов и других составных элементов. Компоновка низа бурильной колонны выбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

КНБК по интервалам бурения представлены в приложение.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект») представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП				
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.		
0-30 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	80,0				0,4	0,1560	0,157	0,157					
	УБТ	80,0												1,295	1,452
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-178-102	21,3	0,0329	0,700	2,152	1,92	>10	9,07		
30-1110 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	80,0				0,3	0,1454	0,110	0,110					
	Двигатель	240,0												2,734	2,844
	Калибратор	200,0												0,265	3,109
	УБТ	90,0												2,414	5,523
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-178-102	1082	0,0329	35,56	41,09	5,82	2,34			

Продолжение таблицы 9

3045-3085 Бурение КНБК №4	Долото УБТ БТ	215,9 178,0 127,0	71,4 109,0	9,0	е	ЗП-162- 95	0,3 12 3073	0,1620 0,0312	0,043 1,944 95,93	0,043 1,987 97,92		2,39	
1110-3110 Бурение КНБК №3	Долото Двигатель Яс гидрав. Калибратор УБТ БТ	215,9 172,0 171,0 146,0 178,0 127,0	63,6 78,0 80,0 108,6	9,2	е	ЗП-178- 102	0,3 4,86 4,3 0,44 12 3088	0,1560 0,0329	0,044 0,575 0,619 0,619 0,049 1,872 101,54	0,044 0,619 0,619 0,668 2,540 104,08		2,30	1,41

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Направление.

Бурение интервала 0–30м под направления производится бентонитовым буровым раствором с достаточной вязкостью и умеренной водоотдачей, т.к. верхняя часть разреза скважины представлена слабосцементированными песками и глинами. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой.

Кондуктор.

При бурении интервала 30–1110м под кондуктор рекомендуется использовать полимерглинистый буровой раствор на водной основе. Полимерглинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдопластичностью – способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Эксплуатационная колонна.

Для бурения интервала 3050-3080 м под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия предлагается использовать биополимерный буровой раствор, для минимизации вредного воздействия на продуктивный горизонт.

КСИ/полимерный (биополимерный) раствор предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимый карбонат кальция, он прекрасно подходит для бурения в интервале продуктивного пласта.

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

1. Направление, интервал 0-30 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,18*30*0,1*10^6}{9,81*30} = 1202,85 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (1)$$

2. Кондуктор, интервал 30-1110 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,15*1110*0,101*10^6}{9,81*1110} = 1219,2 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (2)$$

3. Эксплуатационная колонна, интервал 1110-3110 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,08*3110*0,105*10^6}{9,81*3110} = 1144,95 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (3)$$

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении. Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все за проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

Технологические показатели растворов представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технологические показатели растворов

Бентонитовый раствор под направление	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,203

Продолжение таблицы 10

Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2
Полимерглинистый раствор под кондуктор	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,22
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5
Биополимерный раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,145
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
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;

предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». Гидравлические показатели промывки скважины, режим работы буровых насосов и распределение потерь давлений в циркуляционной системе приведены в таблицах 11, 12, 13.

Таблица 11 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					количество	диаметр		
Под направление									
0	30	Бурение	0,389	0,053	Периферийная	3	17	94,4	2,83
Под кондуктор									
30	1110	Бурение	0,721	0,094	Периферийная	5	14,3	80,3	3,72
Под эксплуатационную колонну									
1110	3110	Бурение	0,986	0,104	Периферийная	3	14	82,4	4,42
Отбор керна									
3045	3085	Отбор керна	0,531	0,056	Периферийная	2	11,1	105,6	3,91

Таблица 12 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндров втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	30	Бурение	УНБТ-1180	2	95	170	192,6	1	98	32,15	64,29
30	1110	Бурение	УНБТ-1180	2	95	160	232,7	1	112	32,26	64,51

Продолжение таблицы 12

1110	3110	Бурение	УНБТ-1180	1	95	170	261,2	1	116	38,05	38,05
3045	3085	Отбор керна	УНБТ-1180	1	95	150	266,0	1	80	20,48	20,48

Таблица 13 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	30	Бурение	74,6	61,1	0	3,5	0,1	10
30	1110	Бурение	219,9	45,0	82,4	78,1	4,4	10
1110	3110	Бурение	259,9	48,5	89,1	78,8	33,5	10
3045	3085	Отбор керна	156,4	79,7	0	41,3	30,3	5,2

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 14.

Таблица 14 – 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
3045-3085	Бурильная головка БИТ215,9/100	2-5	20-40	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в приложе-

ние.

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

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений:

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.

Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 2.

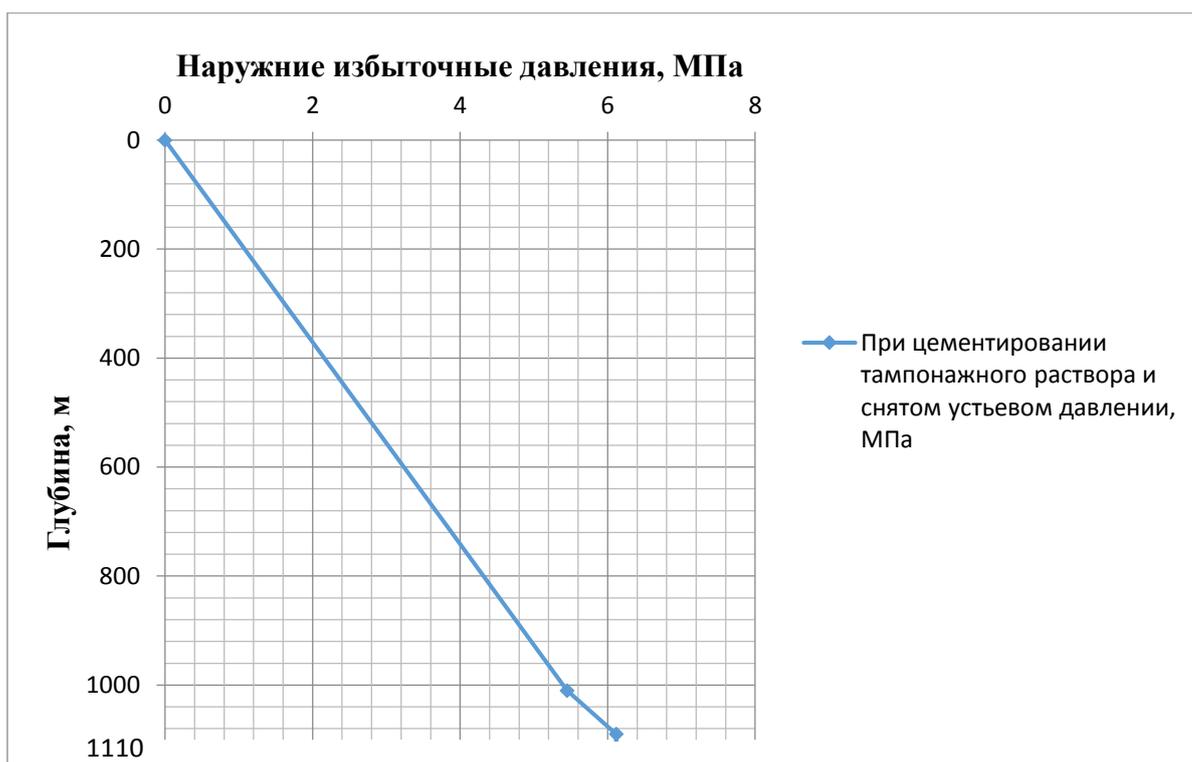


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 3.

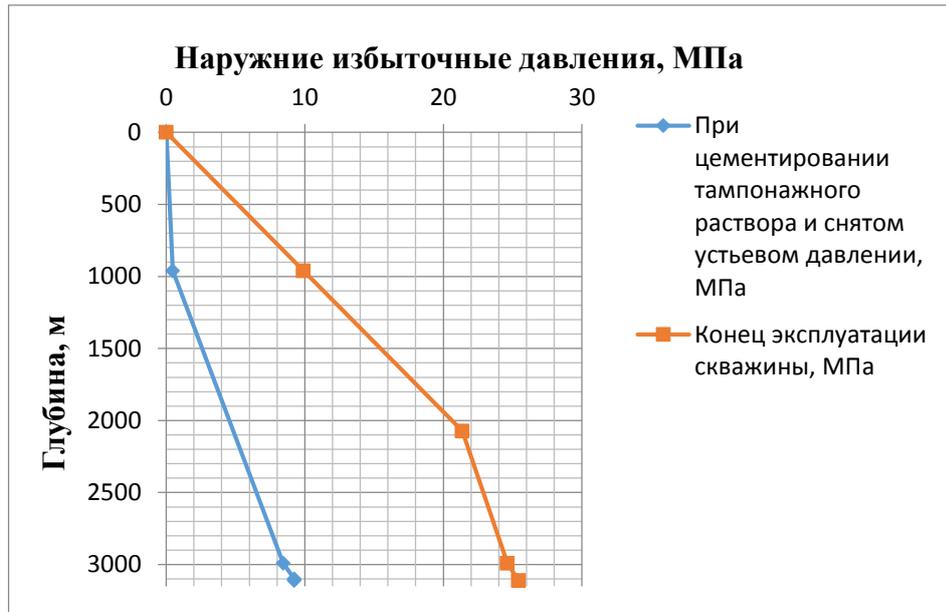


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

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

Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 4.

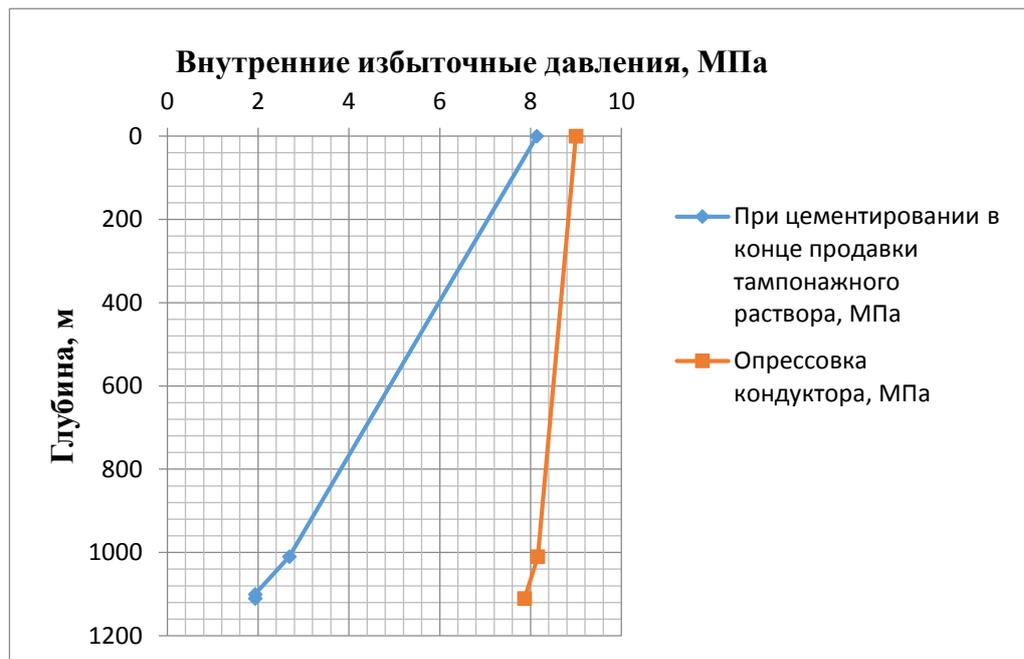


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны представлена на рисунке 5.

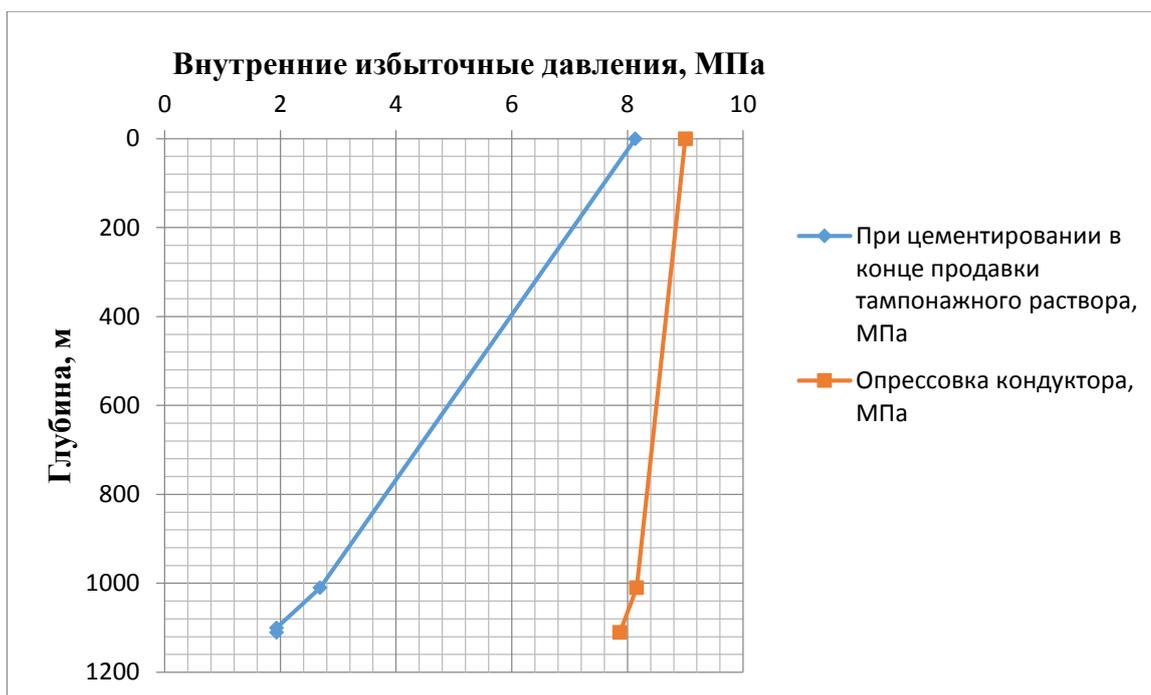


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 15.

Таблица 15 – 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	30	67,2	2016	2016	0-30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1110	47,2	52392	52392	0-1110
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	525	41,4	21735	113244	2585-3110
2	ОТТМ	Д	8,9	2585	35,4	91509		0-2585

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 16.

Таблица 16 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Условный диаметр колонны	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	30	30	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	20	20	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	30	4	4
	ЦТ 324/394 «Нефтемаш»	0	30	2	2
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	20	20	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	1110	1110	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	1100	1100	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	30	2	29
		30	1110	27	
	ЦТ 245/295 «Нефтемаш»	30	1110	54	54
	ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	1100	1100	1	1
Эксплуатационная, 178	БКМ-178 «Нефтемаш»	3110	3110	1	1
	ЦКОДУ-178 «Нефтемаш»	3100	3100	1	1
	ЦПЦ 178/216 «Нефтемаш»	0	1110	22	72
		1110	3110	50	
	ЦТ 178/216 «Нефтемаш»	1110	3110	100	100
	ПРП-Ц-В 178 «Нефтемаш»	3090	3090	1	1
ПРП-Ц-Н 178 «Нефтемаш»	3100	3100	1	1	

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

В данном разделе представлены результаты расчетов эксплуатационной колонны на внутренние и внешние избыточные давления. Расчет остальных обсадных колонн производится аналогично.

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (4)$$

$$43,95 \text{ МПа} \leq 46,36 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей представлены в таблице 17.

Таблица 17 – 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	7,57	1,514	1050	6,63	1,326	МБП-СМ	106
		6,056	1050		5,304	МБП-МВ	91
Продавочная жидкость	56,34		1000	56,34		–	–
Облегченный тампонажный раствор	63,8		1400	23,84		ПЦТ–III–О6(4-6)-150	52569
						НТФ	26,158
Нормальной плотности тампонажный раствор	2,777		1820	1,663		ПЦТ - II - 150	3667
						НТФ	1,14

Рассчитываем давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (5)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 20,49. \quad (6)$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115 мм.

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

$$m = G_{сyx} / G_b. \quad (7)$$

Для цемента нормальной плотности

$$m = 0,282.$$

Для облегченного

$$m = 5,26.$$

Технологическая схема обвязки цементировочной техники приведена на рисунке 6.

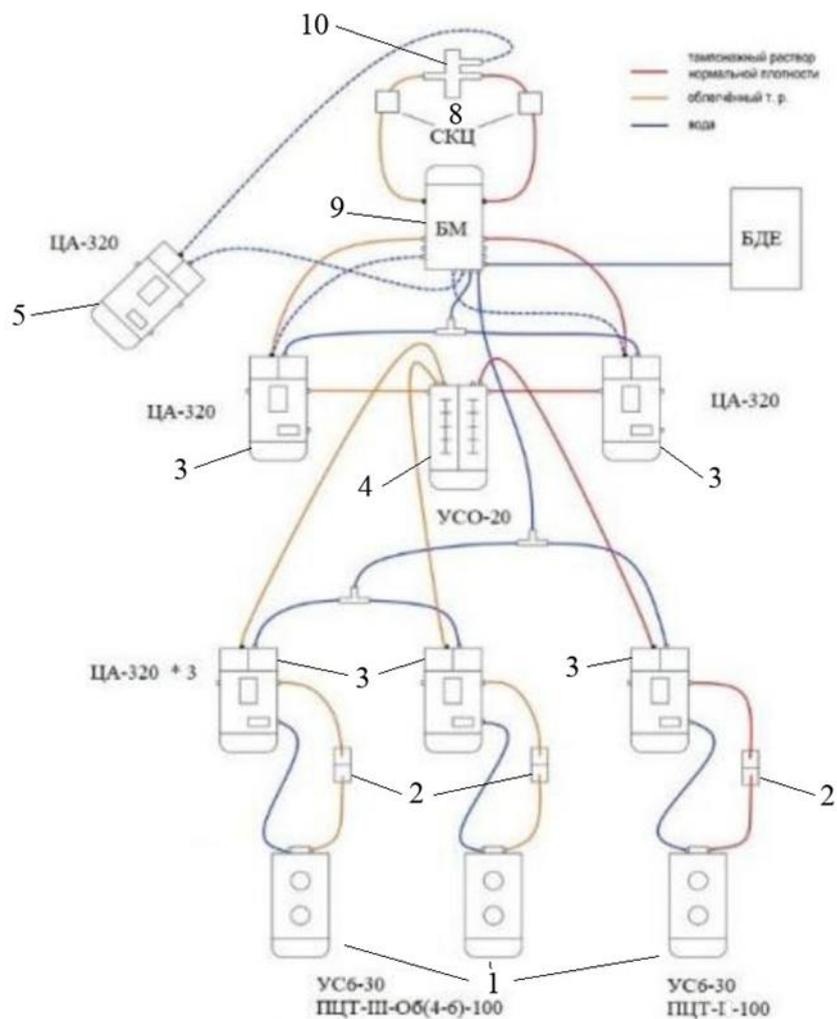


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники:

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

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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

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

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

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = 1124 \text{ кг/м}^3, \quad (4)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

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

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк}}) = 2(0 + 54,88) = 109,76 \text{ м}^3 \quad (5)$$

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

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

Результаты проектирования перфорации скважины представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты проектирования перфорации скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
30	НКТ	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	–

В базовые функции пластоиспытателя входит:

1. Построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
2. Глубинный анализ пластового флюида;
3. Отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени. Имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах **КИИ-95/146**.

Выбираем для установки арматуру фонтанную **АФ1-80/65x21**.

2.4.5 Выбор буровой установки

После подсчета веса бурильной колонны, обсадной колонны и максимальный вес обсадной колонны (Таблица – 19), была выбрана буровая установка БУ 3000/200 ЭУК-1М.

Таблица 19 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Буровая установка БУ 3000/200 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	107,882	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 107,882$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	113,244	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 113,244$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	140,25	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200 = 1,42 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Отечественные производители крахмала для бурения интервалов

ПОД ХВОСТОВИК

ОАО «Чаплыгинский крахмальный завод»

Преимуществом крахмальных реагентов марки МК является низкая влажность товарного крахмала, высокая степень измельчения и способность образовывать тонкие однородные корки на фильтрующей поверхности. Они обладают высокой скоростью растворимости в холодной воде и высокой степенью растворимости. Крахмал производства ОАО «Чаплыгинский крахмальный завод» обладает самой высокой стабилизирующей способностью по водоотдаче бурового раствора, являющейся основой функционального назначения данного реагента.

В сравнение можно привести крахмал ООО «ЗМК Владимирский». Тут наблюдается неравномерность крупности помола, в связи с чем на фильтрующей поверхности образуется более грубая корка. Крахмал «ФИТО-РК» не полностью растворяется в холодной воде и имеет значительно худшие показатели фильтрации.

Технические характеристики представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические характеристики

№	Наименование показателей	Отечественные				Импортные	
		МК №1	МК №2	"ФИТО-РК"	ООО "ЗМК Владимирский"	Х	У
1	Влажность товарного продукта, %	2,6	3	10,5	7,1	4,9	9,5
2	Стабилизирующая способность по водоотдаче бурового раствора, см ³ /30 мин.	1,8	2	7	7,1	4,5	8,1
3	Набухаемость, см ³ /г.	12,8	14	10	11,3	17,1	16
4	рН 1%-го раствора	5,2	5	6	5,4	8	8

Крахмал модифицированный для бурения марки «МК», производства ОАО «Чаплыгинский крахмальный завод», по сравнению с другими отечественными и импортными крахмалами, имеет значительно более высокие и стабильные показатели, соответствует требованиям ТУ и рекомендуется к применению при бурении нефтяных и газовых скважин для стабилизации минерализованных буровых растворов.

Компания ООО «Амилко»

Преимущества продуктов «Амилко»:

1. Эффективный контроль фильтрации в буровых растворах, как в пресных, так и минерализованных системах с наличием солей Ca^{++} , Mg^{++} , Na^{+} .
2. Высокая стабилизирующая способность.
3. Целенаправленное воздействие на реологические свойства растворов.
4. Повышенная устойчивость в условиях высоких температур и давлений.
5. Высокая устойчивость к ферментативному разложению.
6. Технологичность: хорошая растворимость, не слеживается.
7. Высокое стабильное качество.

Данное производство известно во многих зарубежных странах и пользуется большим спросом (Ирак, ОАЭ, Кувейт, Казахстан, Туркменистан и Кыргызстан).

Компания ООО «Биполь»

Преимущества:

1. Универсальность и экономичность;
2. Высокое качество.



Рисунок 7 – Крахмал ЭКР



Рисунок 8 – Крахмал КМК-BUR-L

ООО НПП «Буринтех»

Особенности и достоинства

- Легко диспергируется в пресной воде и соленых растворах.
- Не подвержен воздействию растворенных солей вплоть до насыщения.
- Гидратируется и набухает, обеспечивая контроль фильтрации во всех буровых растворах на водной основе.
- Снижает риск повреждения продуктивного пласта.
- Имеет минимальную загущающую способность.
- Биоразлагаем.

Технические характеристики представлены в таблице 21

Таблица 21 – Технические характеристики

Наименование показателя	Значения
Внешний вид	Сыпучий порошок от белого до слабожелтого или сероватого цвета
Массовая доля влаги, %, не более	10
Крупность помола (остаток на сите с диаметром отверстия 1,0 мм), %, не более	10
Показатель фильтрации водного минерализованного (40г/л NaCl + 2,5г/л CaCl ₂) глинистого 1% раствора продукта, см ³ , не более	12

Данный производитель имеет множество достоинств, но, а также есть один минус- эффективность реагента снижается при забойных температурах свыше 120 °С. Для предотвращения ферментации необходимо добавлять биоцид в стандартной концентрации.

Компания ООО «Эфхим»

Достоинства:

1. Не пенит.
2. Отлично растворяется в воде.
3. Легко гидролизуется концентрированными минеральными кислотами.
4. Является биологически разлагаемым и абсолютно экологически безопасным продуктом.

Технические характеристики представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Технические характеристики

№			Содержание, %			Водоотдача, см ³		
пп	Реагент	NaCl	CaCl ₂	КМЦ85/600	КМК	КМК	ПСБ-25	КМ-7
				Россия	Россия	Голландия	(клс.)	ООО «ЭфХим»
1	0,3	4	—	25	20	—	20	18
2	0,5	4	—	11	8	12	12	11

Продолжение таблицы 22

3	1	4	—	7	5	8	5	4,5
4	1,2	26	—	5	6,5	—	4	4
5	1,2	26	2	—	—	—	15	14
6	2	26	2	—	24	—	6	5
7	2	26	5	—	—	—	4	

Модифицированный крахмал имеет широкое применение при различных видах строительства, наклонно-направленных или же горизонтальных скважин.

Вывод: исходя из вышеперечисленных компаний крахмальный реагент компании ООО «Амилко» является лучшим по своим качествам, так как выполняет все требования заказчика по буровым растворам.

Могу сказать из личного опыта работы в «ТБНГ» бурения интервала под хвостовик данный крахмальный реагент эффективно справлялся и удерживал на всем протяжении бурения требуемые параметры программой промывки.

- 1 Эффективный контроль фильтрации в буровых растворах.
- 2 Высокая стабилизирующая способность.
- 3 Целенаправленное воздействие на реологические свойства растворов.
- 4 Повышенная устойчивость в условиях высоких температур и давлений.
- 5 Высокая устойчивость к ферментативному разложению.
- 6 Технологичность: хорошая растворимость, не слеживается.
- 7 Высокое стабильное качество.

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.

Таблица 23 – Исходные данные

Наименование скважины	
Проектная глубина, м	3110
Способ бурения:	
- под направление	роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонну	с применением ГЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 323,9 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 1110 м
- эксплуатационная	d 168,3 мм на глубину 3110 м
Буровая установка	БУ-3000 ЭУК-1М
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-1180–2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-30 м	64,29
- в интервале 30-1110 м	64,51
- в интервале 1110-3110 м	38,05
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 12 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 30-1110 м	ДГР-240.7/8.55
- в интервале 11100-3110 м	ДРУ2-172РС
- при отборе керна	PDC У12-215,9/101,6 SCD-3 Т
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а так же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 24.

Таблица 24 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	30	30	0,035	700
2	30	1110	1080	0,043	1350
3	1110	3110	2000	0,061	1500

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [1].

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

$$N = T \cdot H, \quad (5)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 30 \cdot 0,035 = 1,05 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,035	1,05
1110	0,043	46,44
3110	0,061	122
Итого		169,49

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

$$n = H / \Pi, \quad (6)$$

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

Для направления:

$$n = 30 / 700 = 0,043.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 26.

Таблица 26 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
30	700	0,043
1100	1350	0,8
3110	1500	1,33
Итого на скважину		2,18

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi \cdot n_{\text{СПО}}, \quad (7)$$

где $n_{\text{СПО}}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма про-ходки на долото,	Номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-30	393,7	700	11	24	0-30	0,0121	0,48
II	30-1110	295,3	1350	12	32	30-100	0,0122	0,73
						100-200	0,0133	1,31
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,47
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-900	0,0162	1,63
						900-1000	0,0167	1,65
						1000-1110	0,0171	1,7
ИТОГО								15,15
III	1110-3110	215,9	1500	12	32	1110-1200	0,0160	1,6
						1200-1300	0,0166	1,66
						1300-1400	0,0177	1,77
						1400-1500	0,0188	1,88
						1500-1600	0,0190	1,90
						1600-1700	0,0193	1,93
						1700-1800	0,0199	1,99
						1800-1900	0,0210	2,10
						1900-2000	0,0230	2,30
						2000-2100	0,0233	2,33
						2100-2200	0,0240	2,40
						2200-2300	0,0246	2,46
						2300-2400	0,0249	2,49
						2400-2500	0,0252	2,52
						2500-2600	0,0255	2,55
						2600-2700	0,0256	2,56
						2700-2800	0,0258	2,58
2800-2900	0,0260	2,6						
2900-3000	0,0262	2,62						
						3000-3110	0,0267	2,65
Итого								44,84

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- направление: $6 \cdot 1 = 6$ мин;
- кондуктор: $27 \cdot 1 = 27$ мин;
- эксплуатационная колонна: $72 \cdot 1 = 72$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления - 4 ч, кондуктора - 10 ч, эксплуатационной колонны – 22 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск 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 8

$$L_c = L_k - L_n, \quad (8)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 30 - 10 = 20 \text{ м};$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м.), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 14 + 1 = 15 \text{ м}.$$

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

$$L_T = L_c - L_n. \quad (9)$$

Для направления:

$$L_T = 20 - 15 = 5 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (10)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 0,2 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 \cdot 2 + 5 = 7 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 1110 - 10 = 1100 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 1100 - 25 = 1075 \text{ м;}$$

$$N = 1075/36 = 29,86 \approx 30 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 30 \cdot 2 + 5 = 65 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 3110 - 10 = 3100 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 3100 - 25 = 3075 \text{ м;}$$

$$N = 3075/36 = 85,42 \approx 86 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 86 \cdot 2 + 5 = 177 \text{ мин.}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 20 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 51 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 65 + 177 + 3 \cdot (7 + 20 + 51) = 483 \text{ мин} = 8,05 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

плекса геофизических исследований скважины составляет 20ч.

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

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 8,21 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 342,15 часов или 14,26 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$342,15 \times 0,066 = 22,58 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 342,15 + 22,58 + 20 = 384,73 \text{ ч} = 16 \text{ суток.}$$

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 место-

рождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 28.

Таблица 28– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

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

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 30.

Условные обозначения к таблице 30:

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

Таблица 29 – Линейно-календарный график работ

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

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (11)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент

$$k = 1 + \Delta t / (t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p), \quad (12)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах 1 и 2.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,55	2,78	0,11
кондуктор	45,64	49,74	2,07
эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18

Продолжение таблицы 30

Крепление:			
		3,92	
		17,44	
		35,32	
направление	3,56		0,16
кондуктор	16,0		0,73
эксплуатационная колонна	32,4		1,47
Итого	302,35	329,55	13,7

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Д.3 приложения Д.

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (13)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (14)$$

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

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_h, \quad (15)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/p, \quad (16)$$

где p – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (17)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 32.

Таблица 31 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3110
Продолжительность бурения, сут.	11,36
Механическая скорость, м/ч	17,01
Рейсовая скорость, м/ч	12,71
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7763
Проходка на долото, м	1400
Стоимость одного метра	54638

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [4], в части II – на строительные и монтажные работы [5], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [6]

Прямые затраты (ПЗ) зависят от: Объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы.

Вычитается по формуле: $ПЗ = М + ЗПС + ЭМ$,

где М - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций, руб;

ЗПС – затраты на основную заработную плату рабочих, руб;

ЭМ – стоимость эксплуатации машин и механизмов, руб.

5 Социальная ответственность

Буровая установка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] 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.

5.1.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Правовые нормы трудового законодательства

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) [2]. 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, установленном 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 вре-

мя 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» [3].

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 антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места учитываются 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.

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250 мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

5.1.3 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 3110 метров, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 32.

Таблица 32 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [4])	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	–	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [5]
2. Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [6] СНиП 23-05-95[7]
3. Движущиеся части и механизмы	–	+	+	ГОСТ 12.2.003-74 [7] ГОСТ 12.4.026-2001[8]
4. Работа на высоте	–	+	+	ПОТ Р М-012-2000 [9]
5. Неблагоприятные климатические условия	–	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [10] ТК РФ Статья 109[3].

5.2 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

5.2.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 33.

Таблица 33 - Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15,0	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.2.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой являются: электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор.

При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 [11], эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противозумный шлем).

5.2.3 Отсутствие или недостаток естественного света.

Источник естественного (дневного) освещения - солнечная радиация, т. е. поток лучистой энергии солнца, доходящей до земной поверхности в виде прямого и рассеянного света.

Естественное освещение является наиболее гигиеничным и предусматривается, как правило, для помещений, в которых постоянно пребывают люди. Если по условиям зрительной работы оно оказывается недостаточным, то используют совмещенное освещение.

5.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"[12].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 34.

Таблица 34 - Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, лк
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 метра, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 метра под углом 25-300	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полаты верхового рабочего	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 метров от пола, полатей под углом не менее 500	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700	20
Кронблок	Над кронблоком	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 метров.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 метров	30
Насосный блок пусковые ящики	На высоте не менее 3 метров	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 метров	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 метров	100

5.2.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Опасность поражения человека электрическим током оценивается величиной тока I (А), проходящего через его тело, или напряжением прикосновения U (В). Это означает, что опасность поражения током зависит от схемы включения человека в цепь, напряжения сети, режима нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, емкости линии и т. д.

5.2.6 Критические значения тока

Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

- 0,6-1,5 мА – ток начала ощущения (в точках прикосновения);
- 10-20 мА – порог не отпускающего тока, т.е. тока, вызывающего судорожное сокращение мышц, человек в этом случае не может сам освободиться от действия тока, например, разжать пальцы;
- 100 мА – ток фибрилляции сердца, т.е. явления беспорядочного сокращения волокон сердечной мышцы, вызывающего остановку сердца.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [13] при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц [9].

5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

5.3.1 Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируется ПУЭ.

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 [14]. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ [15].

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации;
- применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также, в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

5.3.2 Пожаровзрывобезопасность

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

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

- обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин.
- назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

5.4 Экологическая безопасность

5.4.1 Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;
- установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования.

5.4.2 Мероприятия по защите атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 [16] для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных

веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

5.4.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики [17].

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов за-

служивает внимания термический метод.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания БШ может стать отмывка его от загрязняющей органики.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения [18].

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях (ЧС):

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении

полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

Список использованных источников

1. Байков Н.М. Опыт внедрения новых технологий для бурения нефтяных скважин –2011 –С. 130-133.
2. Симонян С.Л. Вестник Ассоциации буровых подрядчиков –2011 –С. 7–9.
3. Бесон А.Л. Новый взгляд на режущие инструменты бурового долота– 2002– С. 28
4. Журнал Baker Hughes (том 1, номер 1, 2010г.).
5. Кершенбаум В.Я., Торгашов А.В. Буровой породоразрушающий инструмент. – 2003 – С. 25–38.
6. Libed.ru: [сайт]. URL: <http://libed.ru/knigi-nauka/352751-13-ministerstvo-obrazovaniya-nauki-rossiyskoy-federacii-nacionalniy-issledovatel'skiy-tomskiy-politehnicheskii-univ.php>.
7. Studwood.ru: [сайт]. URL: https://studwood.ru/1288797/geografiya/gibridnaya_sistema_burovyh_dolot
8. Medlec.org: [сайт]. URL: <https://medlec.org/lek2-101205.html>
9. Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие / под ред. П. А. Долина. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 400 с.: ил. <http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C53732>
10. Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 364–365. <http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C228081>
11. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. — М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. —

<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C25604>

12. СанПиН 2.2.4.548-96 – Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
13. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы.
14. ГОСТ 12. 1.004 – 91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».
15. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.
16. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности.
17. ГОСТ 12.0.003.-74. Опасные и вредные производственные факторы.
18. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины/ А.В. Ковалев. – Томск: 2018. – 16 с.
19. Жулина, С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 288 с.
20. Епихин, А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 75 с.
21. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементирования скважин/ А.В. Ковалев. – Томск: 2017, – 13с.
22. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс] URL: <https://docplan.ru/Index2/1/4293743/4293743268.htm>.
23. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые.
24. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин.
25. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному

нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018–12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы на тему «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3110 метров на нефтяном месторождении Томской области» составлялись и рассчитывались интересующие вопросы по всем направлениям, расчеты представлены в пояснительной записки ВКР.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать одноколонную конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. В связи с геологическими особенностями бурение интервала под направление осуществляется шарошечным долотом, характеризующееся высокой механической скоростью бурения. Для интервалов кондуктора и эксплуатационной колонны с учетом опыта строительства выбираются PDC долота, обеспечивающие максимальную скорость бурения и требуемую проходку на долото.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следуют обратить внимание, что под кондуктор был выбран полимер-глинистый раствор, который обеспечит максимальную скорость проходки в данном интервале и минимизирует возможность возникновения осложнений при бурении на данном интервале. Под эксплуатационную колонну был выбран биополимерный раствор. Это обусловлено тем, что данный раствор минимизирует воздействие на горную породу, в том числе и на коллекторские свойства пласта, что крайне важно при дальнейшем испытании скважины.

Задача увеличения выноса керна решалась с использованием современ-

ных буровых головок.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы снизить экономические затраты эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной. В силу того, что на данном интервале давления находятся в допустимой зоне и ствол вертикальный были выбраны трубы ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементирования с двумя пробками.

Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава, так как один компонент обладает хорошей моющей способностью, а другой обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин. В связи с возможностью быстрой замены вышедшей из строя техники новой для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется при помощи устройства для перфорации скважин ORION 73КЛ. Для проведения испытания скважины спроектирован и специально подобран пластоиспытатель спускаемый на трубах **КИИ-95/146**.

Для строительства и эксплуатации скважины было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-21-168x245 К1 ХЛ, ОП5-280/80x21, АФ1-80/65x21

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ 3000/200 ЭУК-1М. В специальной части проанализировано применение отечественного крахмала для бурения интервала под хвостовик. Тем самым сделали вывод, что крахмальный реагент компании ООО «Амилко» является лучшим по своим качествам, так как выполняет все требования заказчика по буровым растворам. Эффективно справляется и удерживает на всем протяжении бурения требуемые параметры программой промывки.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

Приложение А

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения)		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	четвертичная система	Q	0	—	1,3
20	180	некрасовская свита	Pg ₃ nk	0	—	1,3
180	330	чеганская свита	Pg ₂₋₃ cg	0	—	1,3
330	370	люлинворская свита	Pg ₂ ll	0	—	1,3
370	410	талицкая свита	Pg ₁ tl	0	—	1,3
410	480	ганькинская свита	K ₂ gn	0	—	1,3
480	525	славгородская свита	K ₂ sl	0	—	1,3
525	680	ипатовская свита	K ₂ ip	0	—	1,3
680	715	кузнецовская свита	K ₂ kz	0	—	1,3
715	1560	покурская свита	K ₁₋₂ pk	0	—	1,3
1560	1605	алымская свита	K ₁ al	0	—	1,3
1605	2265	киялинская свита	K ₁ kls	0	—	1,4
2265	2330	тарская свита	K ₁ tr	0	—	1,4
2330	2590	куломзинская свита	K ₁ klm	0	—	1,2
2590	2615	баженовская свита	J ₃ bg	0	—	1,2
2615	2622	георгиевская свита	J ₃ gr	0	—	1,2
2622	2726	васюганская свита	J ₃ vs	1-2	—	1,2
2726	3015	тюменская свита	J ₁₋₂ tm	1-2	—	1,2
3015	3045	салатская свита	J _{1st}	1-2	—	1,2
3045	3050	тогурская свита	J ₁ tg	1-2	—	1,2
3050	3100	Палеозой	Pz	45-70	—	1,2

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	20	глины суглинки пески супеси	40 40 10 10	почвенно-растительный слой; пески, глины, суглинки и супеси
Pg ₃ nk	20	180	пески глины	70 30	пески серые и светло-серые мелко- и среднезернистые, суглинки буровато-серые и глины с прослоями лигнита
Pg ₂₋₃ cg	180	330	глины алевролиты пески	80 10 10	глины голубовато-зеленые, зеленовато-серые, с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-серых, буровато-серых, кварцевых и кварц-полевошпатовых и алевритов
Pg ₂ ll	330	370	глины	100	глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты – опоковидные
Pg ₁ tl	370	410	глины песчаники	80 20	глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевритистые с прослойками песчаников
K ₂ gn	410	480	глины	100	глины серые, темно-серые, извесковистые, иногда алевритистые. В верхней части – мергели серые, зеленовато-серые.
K ₂ sl	480	525	глины	100	глины серые, зеленовато-серые, комковатые, участками опковидные, с редкими прослойками песчаников и алевролитов
K ₂ ip	525	680	глины песчаники	80 20	глины серые, темно-серые и зеленовато-серые алевритистые, иногда опковидные с переслаиванием песчаников
K ₂ kz	680	715	глины	100	глины серые, темно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плитчатые, иногда известковые
K ₁₋₂ pk	715	1560	пески глины песчаники алевролиты	50 20 20 10	неравномерное переслаивание песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, кварц-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой и кривой слоистостью, алевролитов серых, комковатых, иногда уплотненных, аргилитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом. Пласты песчаников не выдержаны по простиранию, часто линзовидные. Песчаная толща в подошве свиты сравнительно выдержанная по простиранию
K ₁ al	1560	1605	глины песчаники	50 50	в нижней части разреза песчаники серые, светло-серые, кварц-полевошпатовые. Верхняя часть представлена темно-серыми и черными глинами каолинит-хлорит монтмориллонитового состава

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁ al	1560	1605	песчаники	2,2	22	20-50	5	5	30	2	10	средняя мягкая
			глины	2,4	16	0	95	2	25	3	4	
K ₁ kls	1605	2265	песчаники	2,2	20	10	15	5	35	3	10	средняя средняя
			глины	2,4	20	0	95	10	30	3	4	
K ₁ tr	2265	2330	песчаники	2,3	19	20-50	20	5	40	3	10	средняя
K ₁ klm	2330	2590	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя средняя средняя средняя
			песчаники	2,3	15	10-250	20	5	45	3	10	
			алевриты	2,3	10	0	25	5	-	3	10	
			алевролиты	2,3	10	0	25	5	35	3	6	
J ₃ bg	2590	2615	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	70	3	4	средняя
J ₃ gr	2615	2622	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	80	3	4	средняя средняя
			известняки	2,5	18	5-100	35	65	100	1	4	
			алевролиты	2,3	10	5	25	5	65	3	6	
J ₃ vs	2622	2726	угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя твердые средняя
			алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	
			песчаники	2,3	15	5-100	20	5	65	3	10	
J ₁₋₂ tm	2726	3015	песчаники	2,4	15	10-250	20	5	120	3	10	твердые твердые твердые средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	
			алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	
J ₁ slt	3015	3045	алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые твердые средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	
J ₁ tg	3045	3050	аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	
Pz	3050	3100	известняки ту- фы, брекчии	2,65	0,1-16	2	20	80	170	4	4	твердые твердые твердые твердые
			аргиллиты	2,65	12,7	0	25	20	200	4	7	
			алевролиты	2,4	5	0	90	10	150	4	4	
				2,4	10	5	25	5	150	4	6	

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, процент	Проницаемость, мдарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	глины	2,1	–	0	95	0	10	2	4	мягкая
			суглинки	2,0	–	0	30	0	10	2	4	мягкая
			пески	1,9	–	500	–	0	0	1	10	мягкая
			супеси	2,0	–	0	–	0	15	3	10	мягкая
Pg ₃ nk	20	180	пески	2,4	–	600	–	0	0	1	10	мягкая
			глины	2,4	–	0	95	0	10	2	4	мягкая
Pg ₂₋₃ cg	180	330	пески	2,5	–	600	–	0	10	2	10	мягкая
			алевролиты	2,6	–	50	–	0	10	3	10	мягкая
			глины	2,4	–	0	95	0	0	1	4	мягкая
Pg ₂ ll	330	370	глины	2,1	–	0	95	0	10	2	4	мягкая
Pg ₂ tl	370	410	глины	2,4	–	1	90	0	10	2	4	мягкая
			песчаники	2,6	35	600	8	0	0	1	10	мягкая
K ₂ gn	410	480	глины	2,4	–	0	95	5	10	3	4	мягкая
K ₂ sl	480	525	глины	2,4	–	0	95	0	10	3	4	мягкая
K ₂ ip	525	680	глины	2,4	–	0	90	0	15	3	4	мягкая
			песчаники	2,6	32	450	8	3	25	2	10	мягкая
K ₂ kz	680	715	глины	2,4	–	0	90	2	15	3	4	мягкая
K ₁₋₂ pk	715	1560	глины	2,4	–	0	95	2	25	3	4	мягкая
			песчаники	2,6	31,5	1000	5	3	30	2	10	средняя
			алевролиты	2,6	13,5	10	18	5	35	3	6	средняя
			пески	2,5	38	1450-1500	7	3	20	1	10	средняя

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁ al	1560	1605	песчаники	2,2	22	20-50	5	5	30	2	10	средняя
			глины	2,4	16	0	95	2	25	3	4	мягкая
K ₁ kls	1605	2265	песчаники	2,2	20	10	15	5	35	3	10	средняя
			глины	2,4	20	0	95	10	30	3	4	средняя
K ₁ tr	2265	2330	песчаники	2,3	19	20-50	20	5	40	3	10	средняя
K ₁ klm	2330	2590	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
			песчаники	2,3	15	10-250	20	5	45	3	10	средняя
			алевриты	2,3	10	0	25	5	–	3	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	25	5	35	3	6	средняя
J ₃ bg	2590	2615	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	70	3	4	средняя
J ₃ gr	2615	2622	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	80	3	4	средняя
			известняки	2,5	18	5-100	35	65	100	1	4	средняя
			алевролиты	2,3	10	5	25	5	65	3	6	
J ₃ vs	2622	2726	угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
			алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			песчаники	2,3	15	5-100	20	5	65	3	10	средняя
J ₁₋₂ tm	2726	3015	песчаники	2,4	15	10-250	20	5	120	3	10	твердые
			аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
J ₁ slt	3015	3045	алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
J ₁ tg	3045	3050	аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
Pz	3050	3100	известняки ту- фы, брекчии	2,65	0,1-16	2	20	80	170	4	4	твердые
			аргиллиты	2,65	12,7	0	25	20	200	4	7	твердые
			алевролиты	2,4	5	0	90	10	150	4	4	твердые
				2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые

Таблица А.4 – Поглощения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см ² на м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - Pg3 nk	0	180	1	10	Нет	0,17	0,22	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₁₋₂ pk	675	1560	1	30	Нет	0,13	0,18	
J ₃ vs -J1slt	2622	3045	1	30	Нет	0,11	0,16	
PZ	3050	3100	1,5	300	Да	0,105	0,155	

Таблица А.5 – Осыпи и обвалы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q -Pg ₁ tl	0	320	Глинистый	<1,16	В>10 см ³ за 30 мин	3,0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K ₁₋₂ pk	675	1560	Глинистый	<1,10 - в интервале под эксплуатационную колонну	В>10 см ³ за 30 мин	2,5	
K ₁ kls+tr	1605	2330	Глинистый	<1,10 - в интервале под эксплуатационную колонну	В>10 см ³ за 30 мин	2,5	
Pz	3050	3100	DrilPlex Полимерный	<1,12- в интервале под хвостовик	В>10 см ³ за 30 мин	2,5	

Таблица А.6 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений г/см ³	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличение водоотдачи и т.п.)	
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	
Вода							
Q-P ₃	0	180	поровый	1,00	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического -	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора.	–
K ₁₋₂	675	1560	поровый	1,01	–	–	–
K ₁	1605	2590	поровый	1,014	–	–	–
J ₃	2622	2645	поровый	1,016	–	–	–
J ₁₋₂	2951	2960	поровый	0,68	Несоблюдения параметров бурового раствора снижение противодавления на пласт ниже гидростатического.	-	–
Нефть							
PZ (M1)	3050	3100	Поровый-трещиноватый	0,69	Несоблюдения параметров бурового раствора снижение противодавления на пласт ниже гидростатического.	Перелив бурового раствора, пленка нефти, пузырьки газа, увеличение водоотдачи.	–

Таблица А.7 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ 30 мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q - P _{g2-3cg}	0	330	От перепада давления, от обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
P _{g2 ll} - K _{2 sl}	330	525	От обвала неустойчивых пород	Глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы
K _{1-2 pk}	675	1560	От перепада давления	Глинистый	>1,15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной
K _{1 al}	1560	1605	От заклинки и сальникообразования, разбухание глинистых пород, от перепада давления	Глинистый	>1,15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной
Pz	3050	3100	От перепада давления, от обвала пород, от заклинки и сальникообразования.	DrilPlex Полимерный	<1,15	>10	нефть	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной. Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки.

Таблица А.8 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование и пр.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Pg ₂₋₃ cg + K ₂ sl	180	525	Кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K ₁₋₂ kz	680	715	Кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствол вследствие некачественного бурового раствора
K ₁ al+kls	1560	2265	Незначительное кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствол вследствие некачественного бурового раствора

Приложение Б

Таблица Б.1- Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-1110	1110-3110
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2153
	мм	393,7	295,3	215,3
G _{ос} , кН		175	120	104
Q, Н*М/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		—	262,48	191,37
M _р , Н*М		—	4000	3305
M _о , Н*М		—	197	107
M _{уд} , Н*М/кН		—	48,74	27,33

Приложение В

Таблица В.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–30 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–30 м)							
1	БИТ 393,7 В 419 ТСР	0,50	393,7	—	3-152	Ниппель	0,187
2	Переводник М152хМ152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	24,9	203	100	3-152	Ниппель	2,106
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	0,059
					3-171	Муфта	
					3-171	Муфта	
5	Переводник М171хН152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	0,059
					3-152	Муфта	
6	УБТ-203х100 Д	24,9	203	100	3-152	Ниппель	2,106
					3-152	Муфта	
7	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
8	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	1729,62
					3-133	Муфта	
9	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	
						Муфта	
10	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
11	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30–1110 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный. диаметр, мм	Внутренний. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (30–1110 м)							
1	БИТ 295,3 В 516 УСМ.08	0,3	295,3	—	3-152	Ниппель	0,082
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	—	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	КП–295 СТ	0,4	295,3	185	3-152	Ниппель	0,93
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР1-240.7/8.55	10,275	240	—	3-171	Ниппель	2,703
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	—	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
					3-147	Муфта	
9	УБТ- 178х90 Д	42,4	178	90	3-147	Ниппель	8,1
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0,011
					3-133	Муфта	
11	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	21,847
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1110–3110 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный. диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1110-3110 м)							
1	БИТ 215,9 ВТ 416 УМ	0,4	215,9	—	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР1-172,7 8.61	9,159	172	—	3-117	Муфта	1,243
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178x90 Д	7	178	90	3-147	Ниппель	1,538
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133xН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	КП-215,9 СТ	0,50	215	70	3-133	Ниппель	0,043
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147xН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178x90 Д	49,8	178	90	3-147	Ниппель	9,2
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133xН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ G105127x9,19	3037	127	108	3-133	Ниппель	94,81
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133xН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133x35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица В.4 – КНБК для отбора керна (3045–3085 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный. диаметр, мм	Внутрен- ний. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (3045–3085 м)							
1	215,9/100 СВ 31010МН-А292	0,3	215,9	100,6	3-161	Муфта	0,02
2	Керноотборный снаряд КИС 168/100	37,5	178	100	3-161	Ниппель	2,65
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	4,448
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	68,242
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Приложение Г

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Г.1 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Понижитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5-1,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	103

Таблица Г.2 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15
Высоковязкий понижитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5
Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Понижитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15
Низковязкий понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	150,4

Таблица Г.3 – Компонентный состав биополимерного раствора под эксплуатационную колонну

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4-3,6
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60-100
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
Утяжелители, закупоривающие материалы (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Таблица Г.4 – Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал «0-3110 м»

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	30	30	393,5	-	1,375	31,74
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,858
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 19,97
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 42,45
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 63,49
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					
30	1110	980	295,3	306,9	1,348	71,97
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 7,46
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 45,07
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,75
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 87,66
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 143,95
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ = 87,66
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} = 73,0
Эксплуатационная 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					
1110	3110	2000	215,9	228,7	1,35	114,15
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 7,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 37,26
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 5,35
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 177,89
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 228,3
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} = 140,64

Таблица Г.5 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		колонна		итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25,0	75	3	100	4	250	10	325	17
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	5000	5	3000	3	0	0	8000	8
Барит	утяжелитель	1000	1000	1	2000	2	4000	4	7000	7
Полиакриламид	понижитель фильтрации	25	0	0	250	10	325	13	575	23
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистр	0	0	125	5	250	10	375	19
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0	0	250	10	375	15	625	25
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	0	0	75	3	500	20	575	23
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	200	0	0	1600	8	4000	20	5600	28
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	0	0	125	5	325	13	450	18

Приложение Д

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Д.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	–	–	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	–	–	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	–	–	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	–	–	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52

Продолжение таблицы Д.1

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

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	–	–	–	–	–	–
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	–	–	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	–	–	14,2	1070,68	25,4	1915,16	–	–
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	–	–	0,17	338,98	0,38	757,72	–	–
Биолуп LVL, т	324,74	–	–	–	–	–	–	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	–	–	0,085	1,56	0,06	1,0998	–	–
НТФ, т	916	–	–	–	–	–	–	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	–	–	–	–	–	–	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	–	–	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	–	–	6,39	175,33	63,3	1738,2	–	–
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8266,31		2350,2		12579,36		24600,27
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 М-ЦВ	686,4	–	–	0,1	68,64	–	–	–	–
БИТ 295,3 В516 УСМ.08	1379,7	–	–	–	–	0,43	593,271	–	–
БИТ 215,9 ВТ 613	1028,4	–	–	–	–	–	–	1,18	1213,512

Окончание таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	–	–	–	–	–	–	–	–
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	–	–	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб			0	169,944	747,883	5187,779			
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		8266,31	2520,14	13327,24	29788,05				
Всего по сметному расчету, руб	54639,74								

Таблица Д.2 – Сводный сметный расчет

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

Продолжение таблицы Д.2

1	2
Итого по главе 7:	68292
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38776
Итого по главе 8:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24080
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8) Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	9422
Топографо-геодезические работы	256
Скважины на воду	123
	4771
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1-9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	125020540
НДС 18%	22503697
ВСЕГО с учетом НДС	147524237

