

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт М ₁) на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область)»

УДК 622.243.23-024.17(1-198.6)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Царев Никита Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) Максимова Ю.А.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Цареву Никите Юрьевичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт М ₁) на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1020/с от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28 мая 2019
--	-------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	- Геологические условия бурения: геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении Тюменской области - Особые условия бурения: – - Интервал отбора керна: - - Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком - Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м - Отход / длина горизонтального участка ствола: 1300 метров / 700 метров - Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2970 метров - Диаметр хвостовика: 114 мм - Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый - Конструкция забоя (выбрать): зацементированный хвостовик - Способ освоения скважины: перфорация, компрессирование азотом
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	– Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины – Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины; 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 породоразрушающий инструмент; расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента; выбор и обоснование типа забойного двигателя; расчет расхода промывочной жидкости; 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 скважины (Расчет обсадных колонн на прочность; расчет наружных избыточных давлений; расчет внутренних избыточных давлений; конструирование обсадной колонны по длине; расчет процессов цементирования скважины; выбор способа цементирования обсадных колонн; расчет объемов и компонентного состава буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости; выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования; выбор технологической оснастки обсадных колонн; проектирование процесса испытания и освоения скважины; выбор жидкости глушения; выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов; выбор типа пластоиспытателя) – Выбор буровой установки – Анализ современного состояния техники и технологий многозабойных и многоствольных скважин
--	--

Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кащук Ирина Вадимовна, к.т.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	2 февраля 2019 года
--	----------------------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Царев Никита Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Цареву Никите Юрьевичу

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на бурение согласно ЕНБ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Потенциальные потребители проекта; SWOT-анализ.
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Нормативная карта строительства скважины; линейный график проведения работ.
3. <i>Составление сметы инженерного проекта</i>	Сметный расчет стоимости бурения и крепления скважины; сводный сметный расчет.
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Расчет интегральной финансовой эффективности внедрения новой технологии.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
1. Матрица SWOT 2. Линейный календарный график 3. Нормативная карта	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4 февраля 2019
---	----------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Царев Никита Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Цареву Никите Юрьевичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Буровая вышка на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменская область) Предназначенное для строительства наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком. Основная рабочая зона, стол ротора.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1. Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению их воздействия 2.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	Вредные факторы: •неудовлетворительные погодные условия; •неудовлетворительная освещённость; •повышенный шум и вибрации; •насекомые, животные. Опасные факторы: •механический травматизм; •ядовитые вещества; •электрический травматизм; •пожаро-взрывоопасность.
3. Экологическая безопасность: Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду и обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.	Бурении скважины сопровождается: •загрязнением атмосферного воздуха; •загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; •повреждением почвенно-растительного покрова.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 4.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин; 4.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	Перечень возможных ЧС на объекте: •техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях); •природного характера – (лесные пожары); Меры по предупреждению наиболее типичной ЧС (ГНВП) и мероприятия по ликвидации её последствий.
---	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Царев Никита Юрьевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний/весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2019	1. Геологическая и технологическая части	65
01.05.2019	2. Специальная часть и графические приложения	30
28.05.2019	3. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 69 страниц, 27 таблиц, 21 рисунок, 31 литературный источник, 15 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, горизонтальный участок ствола, нефть.

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение Тюменской области.

Целью работы является проектирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной 3012 метров.

В специальной части проекта рассмотрены технологии строительства многоствольных и многозабойных скважин.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважины и техническом сопровождении этих процессов.

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel. Презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint. Графический материал выполнен в программе «КОМПАС».

Определения и сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

скважина: Цилиндрическая горная выработка, сооруженная без доступа человека на забой, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

многоствольная скважина: Скважина, в которой сочленение основного и дополнительных стволов находится за пределами продуктивного пласта.

многозабойная скважина: Скважина, в которой сочленение основного и дополнительных стволов находится в пределах продуктивного пласта.

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

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

МСС – многоствольная скважина;

МЗС – многозабойная скважина;

РУС – роторная управляемая система;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

НУБТ – немагнитные утяжеленные бурильные трубы;

СИЗ – средства индивидуальной защиты.

Оглавление

Введение	14
1 Общая и геологическая часть	15
1.1 Геологические условия бурения.....	15
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 Технологическая часть	16
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	16
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементированья.....	18
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	19
2.3 Углубление скважины	20
2.3.1 Выбор способа бурения.....	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	21
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	22
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	22
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	24
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	24
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава бурового раствора	24
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	26
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	26
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	27
2.4.1 Расчет обсадных колонн	27
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	27
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	29
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	31
2.4.2 Расчет процессов цементированья скважины.....	31
2.4.2.1 Выбор способа цементированья обсадных колонн.....	31

2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	32
2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей.....	32
2.4.2.4 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования .	33
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	34
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	34
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения	34
2.4.4.2 Выбор пластоиспытателя	35
2.4.4.3 Освоение скважины	35
2.5 Выбор буровой установки.....	36
3 Анализ современного состояния техники и технологии многозабойных и многоствольных скважин.....	37
3.1 Типы многозабойных скважин	37
3.2 Международная классификация TAML	39
3.3 Преимущества многозабойных скважин	41
3.4 Недостатки многозабойных скважин.....	41
3.5 Технологии сооружения соединений основного и дополнительного стволов	42
3.5.1 Использование обсадной колонны с заранее подготовленными окнами.....	42
3.5.2 Вырезание окон в обсадной колонне	43
3.5.3 Герметичные соединения.....	43
3.6 Технология зарезки бокового ствола скважин в режиме «наработка желоба»	44
3.6.1 Технология зарезки бокового ствола скважин в режиме наработке желоба «сверху - вниз».....	45
3.6.2 Метод зарезки наработкой желоба «снизу -вверх»	46
3.6.3 Метод зарезки «по времени»	46
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	48
4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений.....	48
4.1.1 Потенциальные потребители проекта.....	48
4.1.2 SWOT-анализ	48
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	49
4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения.....	51
4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ	52
4.3 Сметная стоимость строительства наклонно-направленной скважины.....	53
4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии	54
5 Социальная ответственность	56
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	56

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	56
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	57
5.2 Производственная безопасность	59
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	59
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	61
5.3 Экологическая безопасность	63
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	65
5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	65
5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС	65
Заключение.....	66
Список литературы	67
Приложение А	70
Приложение Б.....	76
Приложение В	78
Приложение Г.....	82
Приложение Д.....	84
Приложение Е	85
Приложение Ж	86
Приложение И.....	91
Приложение К	97
Приложение Л	99
Приложение М	1043
Приложение Н.....	104
Приложение П.....	106
Приложение Р.....	116
Приложение С.....	117

Введение

На данный момент углеводородное сырье является наиболее востребованным ресурсом во всем мире. На современном этапе развития человечества сложно представить промышленность без продуктов переработки нефти и природного газа. Экономика Российской Федерации, которая является одним из крупнейших поставщиков углеводородов на мировой рынок, привязана к мировому спросу и уровню цен на углеводороды, поэтому нельзя недооценивать значимость нефтяной и газовой промышленности.

Наиболее ответственным этапом всего нефтегазового комплекса мероприятий является процесс строительства эксплуатационной скважины. Уровень качества скважины определяет итоговое значение извлеченных углеводородов и экономическую целесообразность всего проекта в целом. Наиболее важно обеспечить отсутствие аварий в процессе бурения, сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта и качественное цементирование скважины.

В рамках выпускной квалификационной работы представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно направленной скважины с горизонтальным участком (пласт M_1) на нефтегазоконденсатном месторождении Тюменской области.

В специальной части ВКР изложена информация о технологии многоствольного и многозабойного бурения, видах многоствольных скважин, способах зарезки, преимуществах и недостатках.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2.

В таблице А.3 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице А.4.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в приложении Б.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице В.1 приложения В.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Проектный профиль скважины должен отвечать нескольким требованиям, в числе которых: выполнение скважиной поставленной задачи при требуемом качестве; вскрытие пласта (геологического объекта) в заданной точке при допустимых отклонениях от нее; максимально высокие дебит скважины и коэффициент извлечения нефти; максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта; оптимальное соотношение затрат средств и времени на сооружение скважины.

Согласно технического задания на бурение скважины: отход точки вскрытия продуктивного пласта от горизонтали – 1300 м, длина горизонтального участка – 700 м, установка ГНО, было принято решение заменить 5-ти интервальный профиль скважины на 8-ми интервальный. Использование ГНО накладывает определенные ограничения на профиль скважины, а именно: в зоне установки ГНО зенитный угол не должен превышать 60 градусов; для создания депрессии на пласт ГНО необходимо спускать в интервал стабилизации угла на минимально установленную длину ствола от кровли пласта. По данным расчета для обеспечения выше перечисленных условий в 5-ти интервальном профиле зенитный угол в интервале установки ГНО будет превышать 60 градусов, что может осложнить работу насосного оборудования и увеличить износ его компонентов.

Расчетные данные по профилю ствола скважины представлены в таблице Г.1 приложения Г. Проектируемый профиль скважины с горизонтальным участком представлен на рисунке Г.1 приложения Г.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также различными условиями. Далее проведен расчет и обоснование конструкции скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Конструкция забоя – соотношение элементов системы скважины-крепь в интервале продуктивного пласта, обеспечивающие устойчивость ствола, разобщение нефте- и водонапорных горизонтов, проведение технико-технологических воздействий на пласт, ремонтно-изоляционные работы, а также продолжительную скважину с оптимальным значением дебита.

В соответствии с техническим заданием на проектирование, выбираем цементируемый фильтр-хвостовик (забой закрытого типа).

Диаметр хвостовика – 114 мм.

Зацементированным хвостовик позволяет упростить конструкцию скважины и способ цементирования, экономит время и ресурсы.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора по глубине скважины. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке Д.1 приложения Д.

Анализ графика позволяет заключить, что несовместимые по условиям бурения интервалы в данном разрезе отсутствуют.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление рекомендуется спускать с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Таким образом, глубину спуска направления проектируется на глубину 50 м.

Данное месторождение является нефтегазоконденсатным, следовательно, минимальная глубина спуска кондуктора будет рассчитываться как для газовых, так и для нефтяных пластов. Глубину спуска кондуктора принимаем 1330 м с целью максимального перекрытия интервалов осложнений. Подбор глубины спуска кондуктора выполнен по методике, приведенной в [2]. Исходные данные и результат расчетов указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Подбор глубины спуска кондуктора

Параметр/пласт	J ₃ vs Ю ₁ ¹	J ₃ vs Ю ₁ ¹	J ₂ tm	J ₂ tm	M ₁
Флюид	газ	нефть	нефть	нефть	нефть
Глубина кровли, м	2610	2619	2710	2865	3005
Градиент пластового давления атм/м	0,102	0,102	0,103	0,103	0,104
Градиент давления гидроразрыва, атм/м	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Плотность нефти, г/см ³ / Относительная плотность по воздуху	0,68	730	732	738	738
Расчетные значения					
Пластовое давление, атм	266,22	267,14	279,13	295,10	312,52
Коэффициент запаса	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09
Минимальная глубина, м	1330	675	720	750	810
Принимаемая глубина, м	1330				

Глубина спуска эксплуатационной колонны задана техническим заданием и составляет 2970 м. Глубина спуска хвостовика определяется глубиной разрабатываемого объекта (пласта M₁). Пласт однородный, мощность составляет 15 м, горизонтальный участок будет проходить вдоль пласта на глубине 3012 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [7]:

– направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0-50 м и 0-1347 м соответственно;

- при наличии газовых пластов эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м – 847-3314 м;
- согласно выбранной конструкции забоя, хвостовик цементируется по всей длине – 3064-4159 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным значением является диаметр хвостовика. Расчет выполнен в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в [2]. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2. Конструкция скважины представлена на рисунке Е.1 приложения Е.

Таблица 2 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м		Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, м
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	50	50	0-50	0-50	323,9	393,7
Кондуктор	1330	1347	0-1330	0-1347	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2970	3314	837-2970	847-3314	168,3	215,9
Хвостовик	3012	4159	2811-3012	3064-4159	114,3	142,9

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$.

Расчёт давления опрессовки основан на максимальном давлении на устье при флюидопроявлении $P_{му}$. Так как в разрезе присутствуют как нефтяные, так и газовый пласт, то расчет ведется для каждого пласта отдельно, а за $P_{му}$ берется наибольшее из полученных значений. Расчет выполнен по методике, приведенной в [2]. Результаты расчетов $P_{му}$ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Максимальные устьевые давления в пластах скважины

Наименование параметра	Газовый пласт	Нефтяные пласты			
	J ₃ vs Ю ₁ ¹	J ₃ vs Ю ₁ ¹	J ₂ tm	J ₂ tm	M ₁
Пластовое давление в кровле, кгс/см ²	266,22	267,138	279,13	295,095	309,515
Пластовое давление в кровле, МПа	26,622	26,714	27,913	29,510	30,952
Глубина залегания кровли, м	2610	2619	2710	2865	3005
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	22,29	22,37	11,88	12,21	12,25
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	24,519	24,607	13,068	13,431	13,475
Давление опрессовки колонны, МПа	26,97	27,068	14,375	14,774	14,822

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно давлению опрессовки колонны: ОКО1-35-168х245 ХЛ.

В качестве схемы обвязки противовыбросового оборудования выбираем пятую схему ОП5-230/80х35.

2.3 Углубление скважины

Технология строительства скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также различными условиями. Далее приведен расчет и обоснование технологических параметров строительства скважины.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производится с учетом исходных горно-геологических условий бурения. Запроектированные способы бурения представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	направление	ротаторный (СВП)
50-1347	кондуктор	с применением ВЗД
1347-3314	эксплуатационная колонна	с применением ВЗД
3314-4160	хвостовик	с применением РУС

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства скважины проектируется использовать 4 долота. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит высокую механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими породами, а проектирование долота с резцами PDC для заданного диаметра нерентабельно.

Для бурения интервалов под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик проектируются долота с резцами PDC. Данный выбор является оптимальным исходя из технико-экономических показателей данных долот. Характеристики долот представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-50	50-1347	1347-3314	3314-4160
Шифр долота		ВБМ 393,7 GRDP 215	ВБМ 295,3 FD 255 S	ВБМ 215,9 FD 266 SM	ВБМ 142,9 FD 377 MH
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	142,9
Тип горных пород		M3	M3	C3	CT3
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-88
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,4	0,3	0,25
Масса, кг		187	75	45	16,7
G, т	Рекомендуемая	17	1	1	1
	Предельная	31	13	13	6
n, об/мин	Рекомендуемая	40	60	60	60
	Предельная	300	400	350	250

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка ниже рекомендуемой, поскольку она достаточна для создания усилия разрушения горной породы, но при этом не вызывает износа опор долота. Для остальных интервалов бурения осевые нагрузки выбираются исходя из статистических данных, основанных на опыте бурения, но не выше допустимой нагрузки на долото. Результаты проектирования представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1347	1347-3314	3314-4160
Исходные данные				
D _д , см	39,37	29,53	21,59	14,29
G _{пред} , кН	304	127	127	59
G _{стат} , кН	29-78	49-118	49-147	49-98
Результаты проектирования				
G _{доп} , кН	243	102	102	47
G _{проект} , кН	65 (8т)	88 (9т)	88 (9т)	39 (4т)

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, приведенной в [1]. Частоты вращения должны обеспечивать требуемую 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 7.

Таблица 7 –Проектирование частот вращения долот по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1347	1347-3314	3314-4160
Исходные данные				
V _д , м/с	3	1,5	1,5	1,5
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ, мс	6	-	-	-
Z	24	-	-	-
α	0,8	-	-	-
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин	146	97	133	200
n ₂ , об/мин	270,8	-	-	-
n ₃ , об/мин	657	-	-	-
n _{стат} , об/мин	40-60	100-140	140-180	120-140
n _{проект} , об/мин	60	100	140	140

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота. Проектирование выполнено по методике, приведенной в [1].

Запроектированные параметры забойного двигателя и технические характеристики его представлены соответственно в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Проектирование частоты параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1347	1347-3314	3314-4160
Исходные данные					
D _д	м	-	0,2953	0,2159	0,1429
	мм		295,3	215,9	142,9
G _{ос} , кН			88	88	39
Q, Н*м/кН			1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		-	236,24-265,77	172,72-194,31	114,32-128,61
M _р , Н*м			3403	2519	799
M _о , Н*м			147,65	108	71,45
M _{уд} , Н*м/кН			37	27,4	18,65

Для интервала бурения под кондуктор проектируется винтовой забойный двигатель ДР-240, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-178, для бурения интервала под хвостовик проектируется РУС PD 475 X6 Stabilized CC. Все запроектированные винтовые забойные двигатели имеют регулировку угла перекоса, что позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород, которые так же соответствует всем необходимым требованиям.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных 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
ДР-240	50-1347	240	8,03	1850	30-50	85-150	9-12	60-140
ДР-178	1347-3314	178	6,89	980	19-38	80-170	10-15	60-200
РУС PD 475 X6 Stabilized CC	3314-4160	120,7	4,06	300	10-20	70-150	16	90-190

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Требуемый расход бурового раствора выбирается исходя из следующих граничных условий: удаления шлама с забоя; вынос шлама из скважины; предотвращение размыва стенок скважины; предотвращение прихватов. Из полученных значений осуществляется выбор области допустимых расходов бурового раствора. Расчет выполнен в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в [1]. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 10.

Таблица 10. Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-1347	1347-3314	3314-4160
Исходные данные				
Q ₁ , л/с	73	41	18	6,4
Q ₂ , л/с	87	46	15	4
Q ₃ , л/с	173	61	30	7,5
Q ₄ , л/с	73	40	16	5
Q ₅ , л/с	44	42	23	29
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	87-173	46-61	23-30	
Q _{статистическое} , л/с	55-70	55-70	32-40	12-16
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	70	60	30	15

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В приложении Ж представлено проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект». Коэффициенты запаса прочности бурильных труб приведены в таблице Ж.5 приложения Ж.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава бурового раствора

Под направление выбираем бентонитовый раствор, который предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками.

Кондуктор и эксплуатационная колонна. Данные интервалы сложены аргиллитами и неустойчивыми глинами. В связи с этим требуется решать

следующие основные проблемы: укрепление стенок скважины, увеличение выносной способности бурового раствора. Кроме того, при использовании ранее глинистого раствора были зафиксированы многочисленные прихваты. Для решения данных проблем было решено применить полимерный (инкапсулированный) буровой раствор. В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины.

Для бурения интервала под хвостовик решено применить KCL/полимерный (биополимерный) раствор. Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

Для направления, кондуктора, технической колонны и эксплуатационной колонны используются химические реагенты компании ГК «Миррико».

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы. В разрезе проектируемой скважины находится газосодержащий пласт, поэтому необходимо запроектировать газовый сепаратор и дегазатор.

На рисунке 1 представлена технологическая схема очистки бурового раствора.

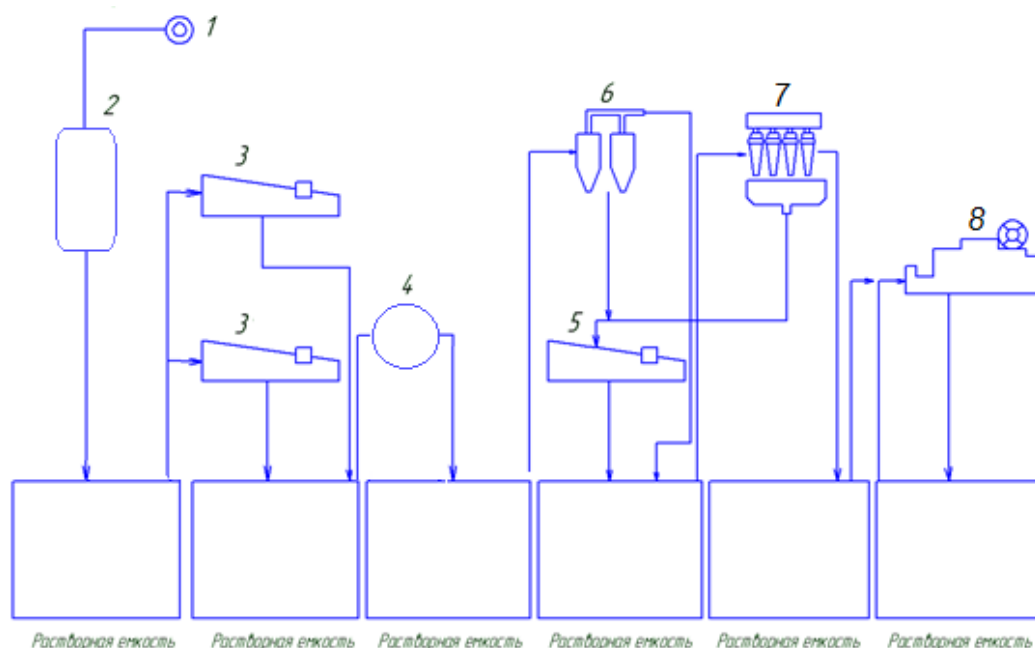


Рисунок 1 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – газожидкостный сепаратор СЦВ; 3 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 4 – вакуумный дегазатор HV-240; 5 – вибросито ВС-1; 6 – пескоотделитель ПЦК-360М; 7 – илоотделитель ИГ-45; 8 – центрифуга ОГШ-50

Компонентный состав бурового раствора, запроектированные параметры, результаты расчета потребного объема бурового раствора и потребного количества химических реагентов по интервалам бурения представлены в таблицах И.1, И.2, И.3 и И.4 приложения И соответственно.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважины «БурСофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах К.1, К.2, К.3 приложения К соответственно.

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна не предусмотрен техническим заданием.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

В данном разделе представлены результаты расчетов обсадных колонн на внутренние и внешние избыточные давления. Расчеты выполнены по методике, приведенной в [2]. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel.

2.4.1.1 Результаты расчета наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений для кондуктора [2] представлены в таблице 11. Расположение жидкостей представлено на рисунке Л.1 приложения Л. По результатам расчета построена эпюра (рисунок – 2).

Таблица 11 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	1230	1320	1330
Наружное избыточное давление, МПа	0	6,64	7,39	7,39

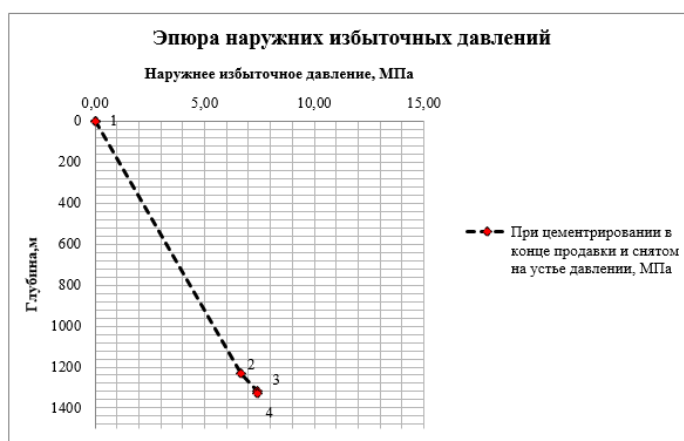


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки и снятом на устье давлении

Результаты расчета наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны [2] представлены в таблице 12. Расположение жидкостей представлено на рисунках Л.4, Л.5 приложения Л. По результатам расчета построена эпюра (рисунок – 3).

Таблица 12 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

При цементировании в конце продавки и снятом на устье давлении					
Точка	1	2	3	4	
Глубина, м	0	837	2510	2970	
Наружное избыточное давление, МПа	-0,5	8,53	25,78	31,86	
В конце эксплуатации					
Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	837	2510	2960	2970
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,82	7,39	10,92	10,92

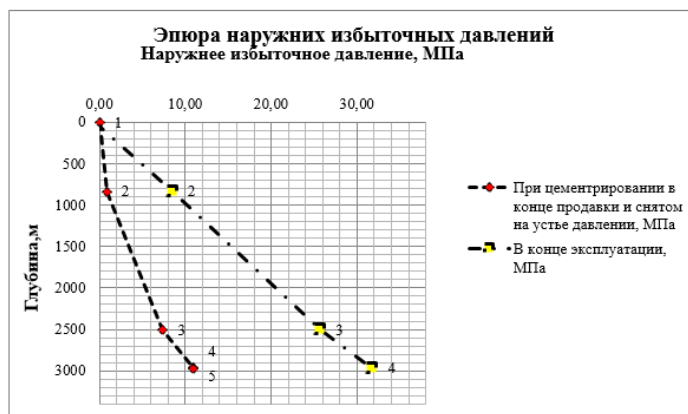


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании в конце продавки и снятом на устье давлении

Результаты расчета наружных избыточных давлений для хвостовика [2] представлены в таблице 13. Расположение жидкостей представлено на рисунке Л.8 приложения Л. По результатам расчета построена эпюра (рисунок – 4).

Таблица 13 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2
Глубина, м	2970	3012
Наружное избыточное давление, МПа	30,09	30,45

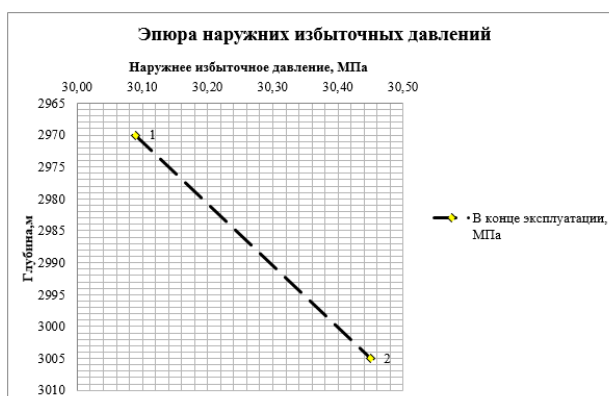


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений в конце эксплуатации

2.4.1.2 Результаты расчета внутренних избыточных давлений

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для кондуктора [2] представлены в таблице 14. Расположение жидкостей представлено на рисунках Л.2, Л.3 приложения Л. По результатам расчета построена эпюра (рисунок – 5).

Таблица 14 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

При цементировании в конце продавки и снятом на устье давлении				
Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	1230	1320	1330
Внутреннее избыточное давление, МПа	10,26	3,63	2,88	2,88
При опрессовке колонны				
Точка	1	2	3	
Глубина, м	0	1230	1330	
Внутреннее избыточное давление, МПа	9	7,97	7,68	

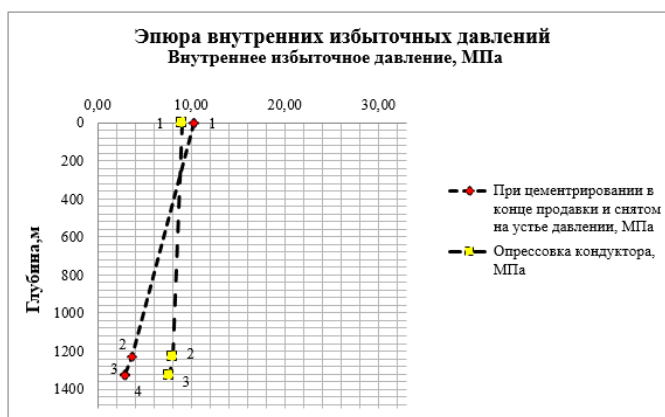


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки при снятом на устье давлении и опрессовке кондуктора

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны [2] представлены в таблице 15. Расположение жидкостей представлено на рисунках Л.6, Л.7 приложения Л. По результатам расчета построена эпюра (рисунок – 6).

Таблица 15 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

При опрессовке колонны				
Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	837	2510	2970
Внутреннее избыточное давление, МПа	27,07	26,25	25,43	23,85

Продолжение таблицы 15

При цементировании в конце продавки и снятом на устье давлении					
Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	837	2510	2960	2970
Внутреннее избыточное давление, МПа	17,23	16,40	9,84	6,31	6,31

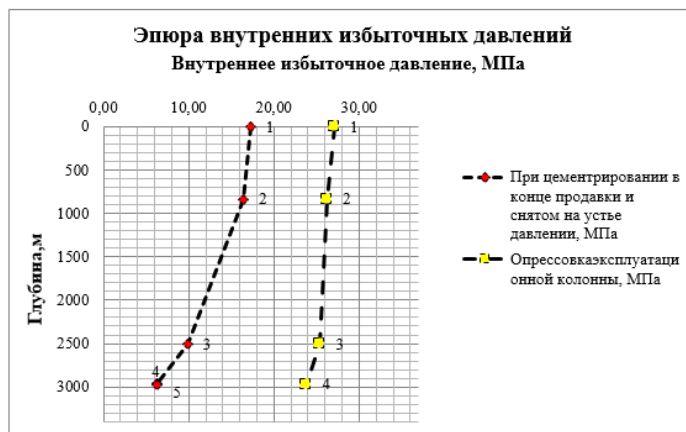


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений при цементировании в конце продавки при снятом на устье давлении и опрессовке эксплуатационной колонны

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для хвостовика [2] представлены в таблице 16. Расположение жидкостей представлено на рисунке Л.9 приложения Л. По результатам расчета построена эпюра (рисунок – 7).

Таблица 16 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2
Глубина, м	2970	3012
Внутреннее избыточное давление, МПа	25,62	25,60

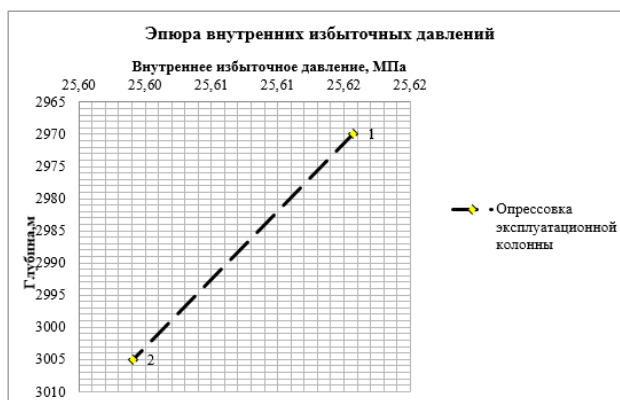


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений опрессовки хвостовика

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Расчет конструирования обсадной колонны по длине выполнен по методике, приведенной в [2]. Результаты расчета представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика запроектированных секций обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	50	67,2	3360	3360	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1347	47,2	63578	63578	0-1347
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Е	10,6	572	41,4	23681	107848	3314-2742
2	ОТТМ	Е	8	592	35,4	20957		2742-2150
3	ОТТМ	Е	7,3	2150	29,4	63210		2150-0
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	8,6	1095	22,2	24309	24309	3064-4159

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора согласно формуле 1:

$$0,95 \times P_{гр} > P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп}, \quad (1)$$

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

$P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа.

$$0,95 \times 49,51 > 40,13 + 0,24$$

$$47,03 \text{ МПа} > 40,37 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется, следовательно, проектируется одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов

В качестве тампонажного раствора нормальной плотности проектируется ПЦТ-II-100 с водоцементным соотношением $m_n = 0,5$.

В качестве облегченного тампонажного раствора проектируется ПЦТ-III-Об(4-6)-100 с водоцементным соотношением $m_{1,2} = 1,2$.

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов следует включать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет $0,41 \text{ кг/м}^3$.

Расчет объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, выполнен по методике, приведенной в [2]. Расчет выполнен с использованием программного обеспечения Microsoft Excel. Результаты расчета представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Объемы тампонажных смесей и количество составляющих их компонентов

Плотность тампонажного раствора, кг/м^3	Требуемый объем тампонажного раствора, м^3	Наименование компонента	Масса компонента, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м^3
1800	11,31	ПЦТ-II-100	14247	7,84
		НТФ	4,64	
1400	45,9	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	30671,46	40,49
		НТФ	18,82	
Σ	57,21	тамп. раствор	44918,46	48,33
		НТФ	23,46	

2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей

В качестве буферных жидкостей используются водные растворы «МБП-СМ» и «МБП-МВ», которые обеспечивают хорошую моющую способность и улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважины. В качестве продавочной жидкости используется техническая вода.

Расчет объемов буферной и продавочной жидкостей выполнен по методике, приведенной в [2]. Расчет выполнен с использованием программного обеспечения Microsoft Excel. Результаты расчета представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Объемы буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Масса компонента, кг
МБП-МВ	9,3	1050	9,3	139,5
МБП-СМ	2,3	1050	2,3	162,7
Продавочная	62,02	1030	-	-

2.4.2.4 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементировочных агрегатов.

Приготовление тампонажных растворов производить с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирования скважины. При этом используется схема обвязки, установленная техническим заданием, «с применением смесительных установок и гидроворонки».

Необходимое число цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора равно 4 машины, а для цемента нормальной плотности 2 машины.

Проектируем 2 осреднительные установки типа УСО-20, так как нам необходимо приготовить 11,31 м³ «тяжелого» тампонажного раствора.

Так как проектируется два УСО-20 используются четыре ЦА-320.

Для пуска пробки предусмотрен цементировочный агрегат ЦА-320.

Расчет необходимой цементировочной техники выполнен по методике, приведенной в [2]. Расчет выполнен с использованием программного обеспечения Microsoft Excel. Результаты расчета представлены в таблице 20. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке М.1 приложения М.

Таблица 20 – Результаты расчета необходимой цементирующей техники

Наименование	Количество
Цементосмесительная машина УС-6-30	6
Цементирующая установка ЦА-320	5
Осреднительная емкость УСО-20	2
Гидроворонка	1

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для цементирования хвостовика применяется подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая защищённая ПХГМЦЗ 114/168.

Производитель “ЗЭРС”.

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице Н.1 приложения Н.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

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

Применяем жидкость глушения, водный раствор соли NaCl.

Плотность жидкости глушения рассчитывается по формуле 2:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (2)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым;

$P_{пл}$ – пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+0,05) \cdot 30800726}{9,8 \cdot 3020} = 1090 \text{ кг/м}^3.$$

Требуемый объем жидкости глушения рассчитывается по формуле 3:

$$V_{ж.г.} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{вн}^2 \cdot H, \quad (3)$$

где $d_{вн}$ – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

H – глубина скважины, м.

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{4} * 0,1523^2 * 3314 + \frac{\pi}{4} * 0,0985^2 * 921 = 67,39 \text{ м}^3.$$

2.4.4.2 Выбор пластоиспытателя

Выбираем испытатель пластов трубный КИИ 3-95, предназначенный для испытания пластов, вскрытых горизонтальными стволами в процессе бурения диаметром от 118 до 161 мм.

Его особенность заключается в том, что с его помощью возможно производить испытание на герметичность цементных мостов и обсадной колонны труб и устанавливать места и характер утечек в обсадных трубах.

2.4.4.3 Освоение скважины

Так как, согласно технического задания, хвостовик цементируется и имеет место быть твердым породам, рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Был выбран перфоратор **ПКТ73** с зарядами ЗПКТ73-ДЦ. Спуск осуществляется на колонне НКТ. Максимальная длина перфоратора – 500 м. Технические характеристики перфорационной системы представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество одновременно спускаемых зарядов	Количество спусков перфоратора
700	кумулятивная	73/88	20	10 000	2

Для интенсификации притока используется метод компрессирования азотом. Метод является экономически и экологически эффективным: оборудование имеет высокую мобильность, позволяет провести плавный запуск скважины, при этом сохраняя естественную продуктивность пласта.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 4000/ 250 ДГУ.

Расчеты выполнены по методике, приведенной в [1]. Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства скважины представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты проектирования и выбора буровой установки

БУ 4000/250 ДГУ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	135,3	$Q_{бк} / [G_{кр}] \leq 0,6$	0,54
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	107,94	$Q_{об} / [G_{кр}] \leq 0,9$	0,43
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	175,89	$Q_{пр} / [G_{кр}] \leq 1$	0,7
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	250		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т (Q _{вלב})	180	$k_{по} = P_o / P_{6o}$ ($k_{по} > 1,25$) $P_o = 2 \text{ кгс/см}^2$ $P_{6o} = 1,17$	1,7 > 1.25
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	135,3		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	107,94		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	15		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{6о})	40		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	46	1647	
3	30	1146	
4	25	812	
5	49	540	

В соответствии с 136 статьей [14] скважина оснащается силовым верхним приводом. Выбираем привод верхний электрогидравлический ПВЭГ-250. Максимальная грузоподъёмность – 250 т.

3 Анализ современного состояния техники и технологии многозабойных и многоствольных скважин

3.1 Типы многозабойных скважин

В зависимости от способа строительства боковых стволов, и их положению в пространстве многозабойные скважины делятся на типы: разветвленная наклонно-направленная, горизонтально-разветвленная, радиальная скважина, многоярусная [7].

Скважина разветвленная наклонно-направленная включает в себя вертикальный (как правило) ствол и сооруженные из него наклонно-направленные стволы (рисунок 8).

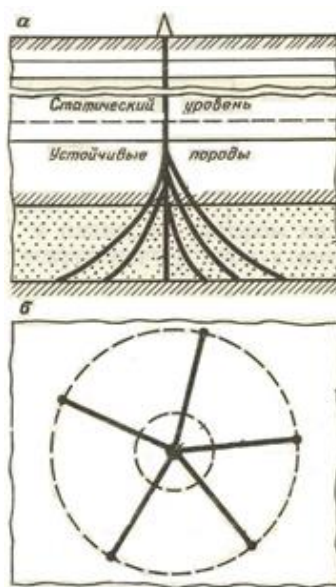


Рисунок 8 – Разветвленная наклонно направленная скважина:

а – вид в разрезе, б – вид в плане

Скважина горизонтально разветвленная представляет собой частный случай вышеупомянутой скважины и сооружается по той же технологии, но зенитный угол боковых стволов достигает до 90° и более (рисунок 9).

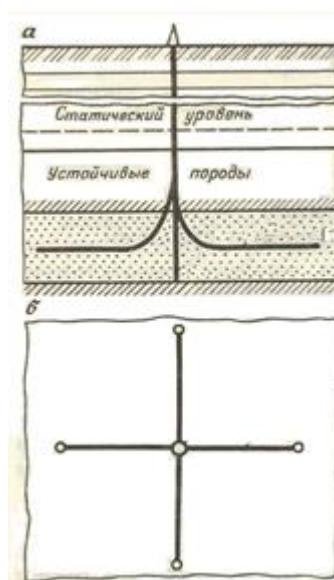


Рисунок 9 – Горизонтально разветвленная скважина:

а – вид в разрезе, б – вид в плане

Радиальная скважина состоит из основного вертикального ствола и дополнительных стволов, сооружаемых в радиальных направлениях. Технология радиального бурения перфорирует несколько каналов в нефтяном и газовом пласте с помощью струйной энергии воды высокого давления (рисунок 10).

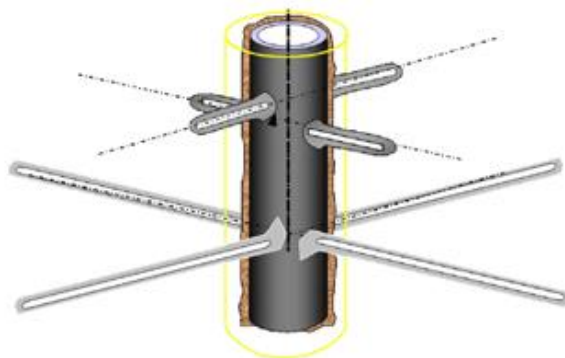


Рисунок 10 – Радиальные скважины

Многоярусная скважина с горизонтальными стволами как правило проектируется для разработки залежи большой мощности, в составе которой есть газовая шапка. Тогда верхний ствол сооружается в пределах газовой шапки, а нижний - в нефти в которой сочленение основного и дополнительных стволов находится за пределами продуктивного пласта. (рисунок 11).

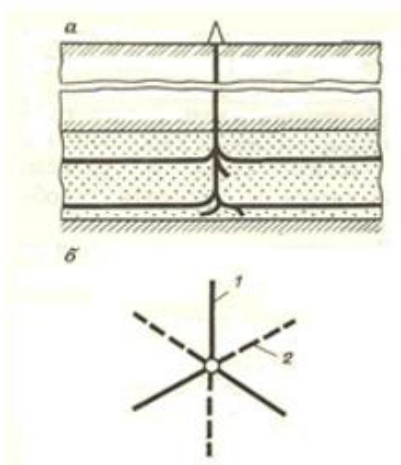


Рисунок 11 – Многоярусная скважина: а – вид в разрезе; б – вид в плане;
1 – ствол верхнего яруса; 2 – ствол нижнего яруса

3.2 Международная классификация TAML

Согласно данной классификации скважины делятся на 6 уровней соединения основного и дополнительного стволов. С возрастанием уровня растет и уровень сложности соединения [8].

Уровень 1 (рисунок 12). Основной и боковой ствол не обсажены или имеется хвостовик. Герметичность и надежность зависят только от свойств пород.



Рисунок 12 – Уровень 1

Уровень 2 (рисунок 13). В основной ствол спущена обсадная колонна, произведено цементирование. В боковой ствол может быть подвешен хвостовик. Соединение не герметично.

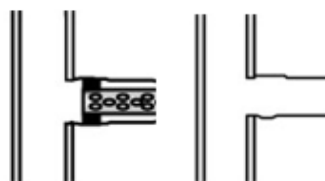


Рисунок 13 – Уровень 2

Уровень 3 (рисунок 14). В основной ствол спущена обсадная колонна, произведено цементирование. Боковой ствол обсажен.

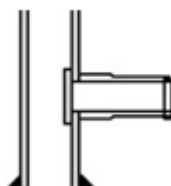


Рисунок 14 – Уровень 3

Уровень 4 (рисунок 15). Оба ствола обсажены и зацементированы.

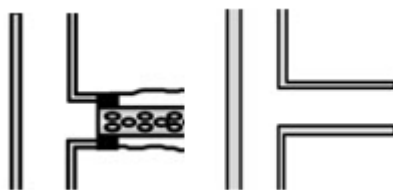


Рисунок 15 – Уровень 4

Уровень 5 (рисунок 16). Оба ствола обсажены и зацементированы. Герметичное соединение. Для перекрытия межтрубного пространства используются пакеры.



Рисунок 16 – Уровень 5

Уровень 6 (рисунок 17). Использование внутрискважинного оборудования, позволяющего вести отдельную добычу. Герметичное соединение.



Рисунок 17 – Уровень 6

3.3 Преимущества многозабойных скважин

По сравнению с традиционными скважинами, многозабойные обладают следующими преимуществами:

- увеличение зоны вскрытия одного продуктивного пласта;
- освоение пластов с низкой проницаемостью;
- сокращается время, необходимое на разведку месторождения;
- одновременное вскрытие нескольких маломощных продуктивных горизонтов – отдельный ствол в каждый пропласток;
- сокращается количество скважин на месторождении, что особенно важно при разработке залежей на шельфе. На суше также сокращается строительство инфраструктуры.

3.4 Недостатки многозабойных скважин

Многозабойные скважины обладают следующими недостатками:

- высокая стоимость бурения, связанная с необходимостью использования дорогостоящего оборудования;
- авария, произошедшая в основном стволе, приведет к потере всех стволов;
- для продвижения колонны по стволу, недостаточно собственного веса труб;
- происходит ухудшение качества очистки ствола. Возникновение зашламований;

- сложно передать оптимальную нагрузку на долото, за счет разгрузки инструмента на стенки скважины;
- высокие требования к квалификации персонала.

3.5 Технологии сооружения соединений основного и дополнительного стволов

3.5.1 Использование обсадной колонны с заранее подготовленными окнами

Система RapitdTieBack, произведена в промышленных условиях, представляет собой обсадную колонну, в которой предварительно подготовлены окна, защищенные легкоразбуриваемым патрубком. Включает в себя 4 окна на расстоянии 1,8 м. Последовательность работ:

1. ОК опускается на требуемую глубину, ориентируется гироскопическим ориентатором и цементируется.
2. Разбуривается патрубок и цементный стакан.
3. Производим спуск многоразового отклоняющего клина, ориентируем его, извлекаем инструмент.
4. Стадия бурения дополнительного ствола.
5. Достаем клин, промываем основной ствол. Повторяем вышеуказанные операции и бурим оставшиеся три ствола.
6. Спуск и монтаж установочного инструмента многоразового.
7. Спуск и фиксирование хвостовика в окне обсадной колонны.
8. Цементация хвостовика.
9. Промывка с целью выноса цемента из пространства над установочным инструментом.
10. Подъем установочного инструмента
11. Монтаж опорного патрубка, позволяющего обеспечить избирательный доступ в необходимый ствол.

3.5.2 Вырезание окон в обсадной колонне

Система RapitdAccess обеспечивает выборочный доступ к дополнительным стволам. Система ориентирует окна обсадной колонны, выфрезерованные при монтаже сочленений с боковыми скважинами, с открытым стволом. Последовательность работ:

1. При подготовке обсадной колонны в ее состав в нужном месте монтируют разделительную втулку (ИСС) с ориентирующим пазом. Спуск обсадной колонны, цементирование без ориентирования.
2. Произвести разбуривание цементного стакана. Очистить ориентирующий паз.
3. Используя построитель изображения, работающий по принципу ультразвука, определить положение ориентирующего паза.
4. На опоре клина имеется ориентирующая шпонка, которая устанавливается по положению паза на втулке. В процессе спуска компоновки, включающей в себя фрезер клин шпонка взаимодействует с пазом и клин устанавливается в требуемое положение.
5. Под действием возрастающей осевой нагрузки шпилька, совмещающая фрезер и клин, разрушается. Осуществляется фрезерование окна.
6. Поднимаем фрезер и клин.
7. Промывка скважины. Спуск установочного инструмента многоразового действия. (Ориентирование осуществляется по принципу ориентирования клина).
8. Бурение дополнительного ствола.
9. Операции по спуску и цементированию хвостовика.
10. Поднять из скважины установочный инструмент.

3.5.3 Герметичные соединения

Система RapitdSeal, обеспечивает выборочный доступ к дополнительным стволам и максимальную возможную степень герметичности.

Позволяет создать герметичное сочленение двух соседних дополнительных стволов. Последовательность работ:

1. В случае необходимости, расширить место разветвления. Спустить обсадную колонну с системой RapitdSeal.
2. С помощью спускаемого на кабеле расширителя расширить выходные отверстия соединения.
3. Цементирование ОК.
4. Разбурить цементировочный пакер, цементный стакан, верхнюю цементировочную пробку.
5. Спустить и соориентировать отклонитель.
6. Пробурить первый ствол, спустить хвостовик с пакером.
7. Пробурить первый ствол, спустить хвостовик.
8. Завершить монтаж соединения и установить эксплуатационное оборудование.

3.6 Технология зарезки бокового ствола скважин в режиме «наработка желоба»

Срезка в режиме «Наработки желоба» ведется многократным прохождением короткого интервала, с постепенным приростом длины желоба. Обязательное условие срезки методом «наработки желоба» является работа на падение зенитного угла.

Проведение работ наиболее эффективно в следующих условиях:

- отсутствие препятствий для свободного хождения инструмента;
- возможность постепенной передачи минимальной осевой нагрузки на долото.

Длина участка создания уступа зависит от следующих параметров:

- величины жесткости КНБК;
- зенитного угла в интервале работ;
- длины ведущей трубы;
- физико-механических свойств пласт.

Сигналы срезки с основного ствола:

- возрастание реактивного момента при подходе инструмента к забою;
- возрастание перепада давления раствора на долоте;
- снижение нагрузки на крюке.

3.6.1 Технология зарезки бокового ствола скважин в режиме наработки желоба «сверху-вниз»

Общая длина интервала зарезки составляет 9 – 10 м. Время зарезки дополнительного ствола 12 ч. Технология представлена на рисунке 18.

Последовательность действий:

1. Выясняется требуемая глубина начала зарезки.
2. Отклонитель GTF устанавливается в точке начала зарезки в положении 150-210°.
3. Осуществляется спуск КНБК со скоростью 8 м/час на 1 м.
4. Стоянка КНБК в течении 2 минут.
5. Отрыв КНБК и возвращение на глубину начала работ.
6. Осуществляется спуск КНБК со скоростью 8 м/час на 1.05 м.
7. Стоянка КНБК в течении 2 минут.

В дальнейшем вышеперечисленные операции повторяются с увеличением интервала на 5 см.



Рисунок 18 – Нарботка желоба способом «сверху-вниз»

3.6.2 Метод зарезки наработкой желоба «снизу-вверх»

Общая длина интервала зарезки составляет 9 – 10 м. Время зарезки дополнительного ствола 10 ч. Технология представлена на рисунке 19.

Последовательность действий:

1. Определяется требуемая глубина создания уступа.
2. Долото располагается на расстоянии в 1 м над проектируемым уступом.
3. Отклонитель GTF устанавливается в положение 150-210°.
4. Производится спуск КНБК до ПУ со скоростью 4 м/час.
5. Долото устанавливается в 2 м над предполагаемым уступом.
6. Производится спуск КНБК до ПУ со скоростью 4 м/час.
7. Долото устанавливается в 3 м над предполагаемым уступом.
8. Производится спуск КНБК до ПУ со скоростью 4 м/час.

В дальнейшем вышеперечисленные операции повторяются с увеличением интервала на 1 м.

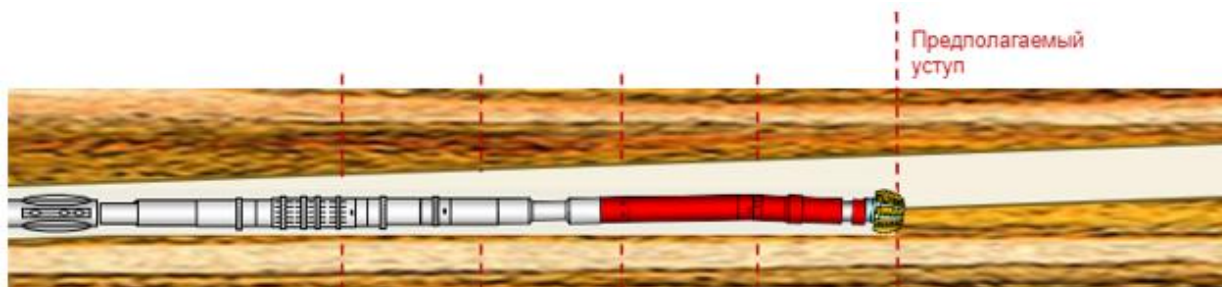


Рисунок 19 – Нарботка желоба способом «снизу-вверх»

3.6.3 Метод зарезки «по времени»

Общая длина интервала – 9 м. Общее время на срезку – 11 ч 40 минут.

Основные трудности – затяжки и посадки инструмента. Технология представлена на рисунке 20.

Последовательность действий:

1. Определяется глубина начала зарезки (выше на 9 метров по стволу от предполагаемой глубины уступа).
2. Углубление на 1 метр в режиме:

скорость 2,5 см / 5 мин (0.3 м / час);
время прохождения интервала 3 ч 20 мин;
положение отклонителя GTF 150-210°.

3. Углубление на 2 м в режиме:

скорость 5 см / 5 мин (0.6 м / час);
время прохождения интервала 3 ч 20 мин.

4. Дальнейшее углубление на 6 м в режиме:

скорость 10 см / 5 мин (1.2 м / час);
время прохождения интервала 5 ч.

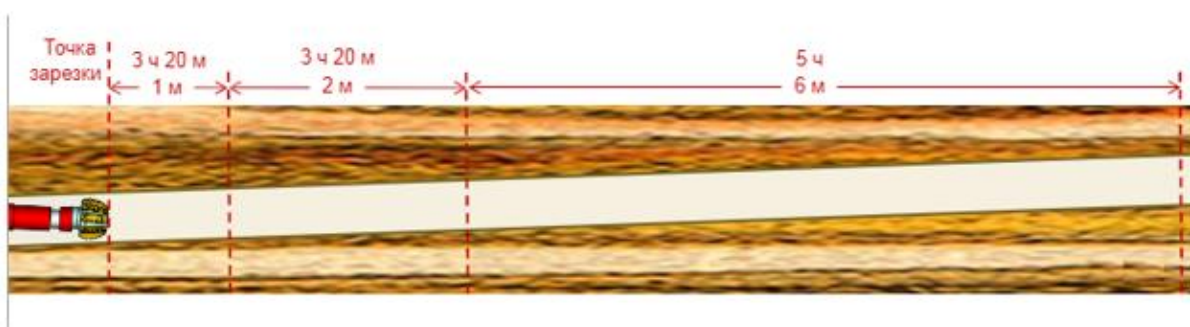


Рисунок 20 – Нарботка желоба способом «По времени»

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений

4.1.1 Потенциальные потребители проекта

В настоящее время в нефтедобывающей промышленности наблюдается медленное истощение запасов, и все большая их часть приходится на труднодоступные месторождения. Строительство скважин с горизонтальным участком позволяет увеличивать площадь дренирования продуктивного пласта, что во много раз увеличивает эффективность разработки запасов.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Для данного проекта целевым рынком являются предприятия нефтяной отрасли, а сегментами рынка будут являться буровые и сервисные компании, чья деятельность непосредственно связана со строительством скважин.

Продукт (результат НИР) – разработка технологических решений, которые обеспечивают наиболее эффективное, безопасное и экономически рентабельное строительство скважины в данных геологических условиях.

4.1.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского объекта, его применяют для исследований внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ проводится в три этапа.

Результаты итоговой матрицы SWOT-анализа представлены в таблице П.1 приложения П.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (4):

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \quad (4)$$

где $T_{\text{п/вм}}$ – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;

$T_{\text{п/пр}}$ – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;

$T_{\text{п/бк}}$ – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;

$T_{\text{п/оп}}$ – проектная продолжительность испытания, ч;

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам. К важнейшим из них относятся:

- единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ) [9];
- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [10];
- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин [11];
- нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и

испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ [12].

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

- данные геологической, технической и технологической частей проекта;
- нормы времени на проходку одного метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 4200/250 ДГУ.

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является [9]. Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1080 часов или 45 суток.

Нормативное время на подготовительные работы, которое зависит от глубины бурения скважины, составляет 96 часов или 4 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является [10].

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

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

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

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используется [11]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице П.2 приложения П.

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (5):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6}, \quad (5)$$

где H – длина скважины, м;

t_6 – время механического бурения, час.

$$V_{\text{мех}} = \frac{4160}{238,58} = 17,44 \text{ м/ч.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (6):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6 + t_{\text{СПО}}}, \quad (6)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время СПО, час.

$$V_{\text{мех}} = \frac{4160}{235,58 + 22,16} = 15,95 \text{ м/ч.}$$

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле (7):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H \times 720}{t_{\text{к}}}, \quad (7)$$

где $t_{\text{к}}$ – календарное время бурения, час.

$$V_{\text{мех}} = \frac{4160 \times 720}{608,54} = 4921,94 \frac{\text{м}}{\text{ст. мес.}}$$

Средняя проходка на долото определяется по формуле (8):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n}, \quad (8)$$

где n – количество долот, необходимое для бурения скважины.

$$h_{\text{ср}} = \frac{4160}{4} = 1040 \text{ м.}$$

4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Количество
Буровой мастер	-	1
Помощник бурового мастера	-	3
Бурильщик	7	4
Первый помощник бурильщика	6	4
Второй помощник бурильщика	5	4
Третий помощник бурильщика	4	4
Электрик	5	4
Слесарь	5	4
Лаборант	-	2

Согласно нормативной карты вышкомонтажные работы составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения составляет 608,54 часов или 25,36 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 21.

Вид работ	Продолжительность		Месяцы			
	часов	суток	1	2	3	4
Вышкомонтажные работы	1080	45				
Бурение скважины	608,5	25,36				
Испытание скважины	248,4	10,35				

Рисунок 21 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

4.3 Сметная стоимость строительства наклонно-направленной скважины

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости строительства скважины.

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

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [13], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- II часть – строительные и монтажные работы;
- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады; содержание бурового оборудования; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации; химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот; износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение скважины представлены в таблице П.3 приложения П, на крепление скважины – в таблице П.4 приложения П.

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Затраты, описанные в главах 7–11 сводного сметного расчета (таблица П.5 приложения П), рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [13], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый КЦ/2018-12ти [15]. Для Тюменской области на декабрь 2018 года индекс составляет 228,41.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице Н.5 приложения Н.

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (9):

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H}, \quad (9)$$

где $C_c^{1м}$ – сметная стоимость одного метра, руб/м;

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

П – плановые накопления, руб;

Н – длина ствола скважины, м.

$$c_c^{1м} = \frac{354\,664\,588 - 15\,796\,763}{4160} = 81\,459 \text{ руб/м.}$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к

долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: ВБМ 215,9 FD 266 SM	Внедряемое долото: БИТ 215,9 ВТ 616 УЕМ
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	3314	
4	Интервал по стволу, м	1347-3314	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28,0
7	Время СПО, ч	13,8	
8	Цена долота в ценах 2017 г., руб	381 600	773 400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	1967	
10	Количество долблений	$1967/3200=0,61$	$1967/4500=0,44$
11	Время бурение интервала, ч	77,14	70,25
12	Время бурения с учетом СПО, ч	$77,14+13,8=90,94$	$70,25+13,8=84,05$
13	Экономия времени, ч	$90,94-84,05=6,89$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб./ч	45 824,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото	$381600*0,61=232\ 776$	$773400*0,44=340\ 296$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб.	$90,94*45824,4=4\ 167\ 270$	$84,05*45824,4=3\ 851\ 541$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$232\ 776 + 4\ 167\ 270 = 4\ 400\ 046$	$340\ 296 + 3\ 851\ 541 = 4\ 191\ 837$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб.	$4\ 400\ 046 - 4\ 191\ 837 = 208\ 215$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб.	$208\ 215/1967=105,85$	
20	Экономический эффект на долото	$105,85*4500 = 476\ 325$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$773\ 400/476\ 325 = 1,62$	

Вывод: предложенное нововведение эффективно скажется на темпах бурения за счет увеличения механической скорости проходки (МСП) и проходки на долото. Стоимость долота с матричным корпусом в два раза превышает стоимость долота со стальным корпусом, однако экономия себестоимости метра проходки в интервале будет 106 руб/м.

5 Социальная ответственность

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком глубиной на нефтегазоконденсатном месторождении Тюменской области. В процессе проектирования были определены основные технологические параметры, такие как: конструкция скважины, число и глубины спуска обсадных колон и колонн бурильных труб, способ бурения и другие параметры, необходимые для качественного и рентабельного сооружения скважины при данных геологических условиях.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадных колон, спускоподъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

Поскольку буровая вышка является сооружением повышенной опасности и относится к опасным производственным объектам, производство работ должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем организации.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает вахтовый метод работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса РФ [17]. 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, установленным федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Работа в ночное время регулируется статьей 96 Трудового Кодекса РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, регламентируются главой 50 Трудового Кодекса РФ [17].

Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 Трудового Кодекса РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [18]. Основные положения:

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

Организация рабочего места включает в себя следующие требования:

- буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
- шнеки системы очистки устья скважины должны иметь ограждения;
- выступающие концы проволок должны быть обрезаны;
- при наличии в талевом канате более 10% порванных проволок его следует заменить;
- бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями;
- 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.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [19]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: • передвижка буровой установки • транспортировка бурильных и обсадных труб • испытание колонн на герметичность • цементирование скважин • проведение СПО	• отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; • превышение уровня шума; • превышение уровня вибрации; • недостаточная освещенность рабочей зоны; • повреждения в результате контакта с живыми организмами.	• электрический ток; • расположение рабочего места на значительной высоте; • подвижные части производственного оборудования; • пожаро-взрывоопасность.	• МР 2.2.7.2129- 06 [20]; • ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [21]; • ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [22]; • Приказ от 12.03.2013 г. №101 [23]; • Р 3.5.2.2487-09 [24]; • ПУЭ [25]; • РД 10-525-03 [26]; • ПП РФ от 21.03.2017 г. №316 [27]; • Приказ от 28.03 2014 г. N 155н [28].

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого (головной убор, рукавицы, обувь) должны соответствовать климатическому региону. Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129- 06 [20]. Нормы приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Превышение уровня шума

При работе основными источниками шума являются: буровые насосы, ротор, буровая лебедка, вибросита, дизельные генераторы.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [21] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБ для данного вида работ.

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши), проведение планового обслуживания оборудования.

Превышение уровня вибрации

Вибрация возникает при: работе вибросит, при вращении бурильной колонны, при нарушении балансировки вращающихся частей установок.

Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [22].

Мероприятия по устранению вредного воздействия:

- использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания);
- использование СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в приказе от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» [14]. Нормы освещенности приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	75
Превенторная установка	100
Щит КИП	100
Путь движения талевого блока	20
Приемные мостки	20
Насосный блок	25
Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Полати верхового рабочего	75

Повреждения в результате контакта с живыми организмами

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний.

К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции.

Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [24].

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Электрический ток

Источники опасности: электрифицированное оборудование, линии высокого напряжения, неизолированные токоведущие части.

Удар электрического тока наносит биологическое, термическое и электролитическое поражение, что может привести к ожогам, нарушению дыхательного аппарата, частичной или полной потере зрения, повреждению внутренних органов.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [25];

- применение защитного заземления буровой установки;
- применение защитных средств при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расположение рабочего места на значительной высоте

Данный фактор возникает при вышкомонтажных работах и спуско-подъемных операциях и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения. Проведение указанных работ требует нахождение работника на высоте выше норматива, предусмотренного в межотраслевых правилах по охране труда при работе на высоте [28], составляющего 1,8 м. Сюда относятся полаты, люлька верхового рабочего.

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [14] и включают в себя:

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

Подвижные части производственного оборудования

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [14], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ. Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [26].

Пожаровзрывоопасность

Источники: оборудование, использующее электричество; оборудование, использующее легко воспламеняемое топливо; использование горючих веществ не по назначению.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- оборудование буровой пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [27];
- обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности.

5.3 Экологическая безопасность

Атмосфера

Воздействие строительства на состояние атмосферного воздуха будет незначительным, так как строительные работы носят поэтапный характер и связаны с временным локальным увеличением приземных концентраций вредных веществ в атмосфере.

Гидросфера

Основные источники загрязнений: буровой раствор, нефтепродукты, бытовые стоки. Загрязнению подвержены зона подземных горизонтов и зона ствола.

Для защиты гидросферы в соответствии с требованиями ГОСТ 17.1.3.12-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше» [29] следует проводить следующие мероприятия:

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- контроль герметичности амбара при применении технологии амбарного бурения;
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- утилизации отработанных буровых растворов, бурового шлама и буровых сточных вод.

Литосфера

Наиболее токсичные отходы: нефтепродукты, гидроокись и карбонат натрия и калия, хлорсодержащие соединения.

После завершения всех работ на кусту необходимо провести рекультивацию нарушенных земель. Способ рекультивации определяется на основании требований ГОСТ 17.5.1.02-85 «Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации» [30].

После завершения всех работ на кусту необходимо:

- засыпать все амбары, траншеи, разравнять обваловку и спланировать площадку;
- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- восстановление растительности на нарушенных площадях работ путем проведения биологического этапа рекультивации, включающий посев многолетних трав с внесением минеральных удобрений.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

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.

По происхождению аварии можно разделить на природные и техногенные. К природным относятся метеорологические явления и природные пожары. К техногенным относятся аварии с выбросом опасных веществ, пожары на производственном объекте, внезапные обрушения конструкций.

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является газонефтеводопроявление (ГНВП). ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причины возникновения ГНВП: неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа и воды.

5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [7]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [31].

Заключение

В выпускной квалификационной работе разработаны оптимальные технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтегазоконденсатном месторождении Тюменской области. Работа состоит из пяти основных частей: общая и геологическая часть, технологическая часть, специальная часть, финансовый менеджмент, социальная ответственность.

В общей и геологической части указаны общий характер литологического разреза, проведен анализ стратиграфических и литологических характеристик разреза, физико-механических свойств горных пород, зон возможных осложнений.

В технологической части рассчитан профиль скважины, выбрана конструкция забоя закрытого типа. В соответствии с профилем скважины и геологическими условиями бурения выбраны подходящие породоразрушающие инструменты, компоновки низа бурильной колонны для каждого интервала. Проведен расчет заканчивания скважины, выбран одноступенчатый способ цементирования скважины.

В специальной части ВКР изложена информация о технологии многоствольного и многозабойного бурения, видах многоствольных скважин, способах зарезки, преимуществах и недостатках.

В разделе «Финансовый менеджмент» составлена нормативная карта сооружения скважины, полная сметная стоимость работ по строительству скважины.

Раздел «Социальная ответственность» посвящен разбору вопросов производственной и экологической безопасности, а также безопасности при возникновении чрезвычайных ситуаций.

Список литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
3. В.Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: справочник: в 2-х. т – М.: Недра, 2000. – Т.1.
4. Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Н.И. Сердюк. Расчеты в бурении: справочное пособие, – М: РГГРУ, 2007. – 668 с.
5. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: учебник для вузов. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
6. Хайн Норман Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2010. – 752 с.
7. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник; Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
8. Борисов Ю.П., Пилотовский В.П., Табаков В.П. "Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами". М.: "Недра", 1964.
9. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268> (дата обращения: 29.04.2019).

10. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 29.04.2019).

11. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 29.04.2019).

12. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pdf.standartgost.ru/catalog/Data2/1/4293783/4293783185.pdf>. (дата обращения: 29.04.2019).

13. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х т.

14. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).

15. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018–12ти «Об 76 индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года».

16. Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая, В.Б. Романюк и др. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания. Томский политехнический университет. Томск, 2017. – 166 с.

17. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

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

19. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

20. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
21. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
23. Приказ от 12.03.2013 г. №101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".
24. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.
25. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 Об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
26. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
27. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».
28. Приказ от 28 марта 2014 года N 155 н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте».
29. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.
30. ГОСТ 17.5.1.02-85 Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации.
31. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

Приложение А (обязательное)

Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент каверзности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град	
0	40	Четвертичные отложения	Q	0		1,3
40	190	Некрасовская серия	Pg ₃ -N nk	0		1,3
190	235	Чеганская	Pg ₂ -Pg ₃ cg	0		1,3
235	282	Люлинворская	Pg ₂ ll	0		1,2
282	317	Талицкая	Pg ₁ tl	0		1,3
317	437	Ганькинская	K ₂ gn	0		1,5
437	477	Славгородская	K ₂ sl	0		1,5
477	652	Ипатовская	K ₂ ip	0		1,5
652	670	Кузнецовская	K ₂ kz	0		1,6
670	1550	Покурская	K ₁₋₂ pk	0		1,3
1550	1600	Алымская	K ₁ al	0		1,3
1600	2240	Киялинская	K ₁ kls	0		1,3
2240	2310	Тарская	K ₁ tr	0		1,1
2310	2580	Куломзинская	K ₁ klm	0		1,1
2580	2605	Баженовская	J ₃ bg	0		1,1
2605	2610	Георгиевская	J ₃ gr	0		1,1
2610	2692	Васюганская	J ₃ vs	0-2		1,2
2692	3010	Тюменская	J ₂ tm	-		1,1
3010	3100	Палеозой	PZ	-		1,1
Примечание –Прогнозируемая альтитуа ротора +142,0 м (альтитуа земли по данным ГТЗ-137,6м)						

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	40	пески суглинки глины супеси	40 40 10 10	Пески серые, светло серые; суглинки и супеси буровато-серые; глины бурые с прослоями лигнита и почвенно-растительным слоем
Pg ₃ -N nk	40	190	пески глины	80 20	Некрасовская серия сложена песками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми; алевроиты светло-серые иногда глинистые или песчаные; глины буровато-серые и серые участками каолинизированными
Pg ₂ -Pg ₃ cg	190	235	глины алевролиты пески	70 15 15	Чеганская свита сложена преимущественно глинами зеленовато-серыми, желтовато-зелеными жирными на ощупь, с тонкими прослоями светло серых алевролитов и песков
Pg ₂ ll	235	282	глины пески алевролиты	90 5 5	Люлинворская свита сложена преимущественно глинами зеленовато-серыми, желто-зелеными жирными на ощупь, с прослойками светло серых алевролитов и песков
Pg ₁ tl	282	317	глины алевролиты пески	90 5 5	Талицкая свита сложена глинами темно-серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь, с пропластками и присыпками алевролитов и песков
K ₂ gn	317	437	глины	100	Ганькинская свита складывается глинами морского генезиса, серыми, темно-серыми, иногда зеленовато-серыми
K ₂ sl	437	477	глины	100	Отложения свиты представлены глинами серыми и темно-серыми комковатыми, морского генезиса
K ₂ ip	477	652	глины	100	Отложения свиты представлены глинами серыми и темно-серыми комковатыми, морского генезиса
K ₂ kz	652	670	глины	100	Кузнецовская свита сложена глинами темно-серыми, тонкополосчатыми, листоватыми, с остатками морской фауны
K ₁₋₂ pk	670	1550	алевролиты глины песчаники	40 30 30	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин, алевролитов и песчаников. Песчаники светло-серые, глинистые, алевролиты серые, мелкозернистые, песчаные

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₁ al	1550	1600	глины песчаники алевролиты	60 20 20	Разрез свиты складывается преимущественно темными и темно-серыми глинами, иногда в нижней части появляются алевролиты и песчаники
K ₁ kls	1600	2240	алевролиты глины песчаники	50 25 25	Комплекс пород киялинской свиты представлен частым переслаиванием зеленоцветных и пестроцветных комковатых глин, алевролитов и песчаников
K ₁ tr	2240	2310	песчаники аргиллиты алевролиты	70 15 15	Отложения тарской свиты представлены преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаные пласты выдержаны и толщина их различна
K ₁ klm	2310	2580	аргиллиты песчаники алевролиты	60 30 10	Отложения куломзинской свиты представлены глубоководно-морскими, преимущественно глинистыми отложениями – аргиллитами серыми, плотными с частыми прослоями крепкоцементированных песчаников и светло-серых алевролитов
J ₃ bg	2580	2605	аргиллиты	100	Отложения баженовской свиты представлены темно-серыми, почти черными битуминозными аргиллитами
J ₃ gr	2605	2610	аргиллиты	100	Отложения баженовской свиты представлены темно-серыми, почти черными битуминозными аргиллитами
J ₃ vs	2610	2692	песчаники глины алевролиты аргиллиты угли	50 20 20 5 5	Представлена преимущественно песчаником с подчиненными прослоями алевролитов, местами с редкими прослоями угля. Нижняя часть свиты более глинистая
J ₂ tm	2692	3010	песчаники аргиллиты алевролиты угли	50 25 20 5	Свита сложена континентальными отложениями – аргиллитами, алевролитами, песчаниками, углистыми аргиллитами и углями с преобладанием в разрезе глинисто-алевролитовых пород
PZ	3010	3100	туфобрекчии туфопесчаники аргиллиты серпентит глины	40 30 10 10 10	Вскрытые породы представлены преимущественно эффузивами зеленовато-серого цвета, плотными, прослоями мелкокавернозными, разбитыми сетью субвертикальных трещин, выполненных темно-зеленым минералом (хлоридом)

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

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промысловой классификаци и
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	40	супеси	2	10	-	40	0	-	1	-	мягкая
			суглинки	2,2	10	0	65	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
Pg ₃ -N nk	40	190	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	20	0	-	5	10	мягкая
Pg ₂ -Pg ₃ cg	190	235	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2	15	5	50	2	10	5	6	мягкая
			пески	2,2	25	2500	50	0	-	5	10	мягкая
Pg ₂ ll	235	282	алевролиты	2,2	15	5	50	0	10	2	6	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	2	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	5	0	-	1	10	мягкая
Pg ₁ tl	282	317	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
			алевриты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
K ₂ gn	317	437	глины	2,4	20	0	100	7	10	4	4	мягкая
K ₂ sl	437	477	глины	2,4	20	0	100	6	10	4	4	мягкая
K ₂ ip	477	652	глины	2,4	20	0	100	6	10	4	4	мягкая
K ₂ kz	652	670	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	мягкая
K ₁₋₂ pk	670	1550	песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	мягкая
			алевролиты	2,3	20	7	20	3	20	2,5	10	мягкая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁ al	1550	1600	глины алевролиты песчаники	2,3 2,3 2,2	10 15 15	0 3 15	100 20 15	2 3 3	30 20 40	1 2,5 2,5	6 10 10	средняя средняя средняя
K ₁ kls	1600	2240	глины алевролиты песчаники	2,3 2,3 2,2	0 10 23	0 16 13	100 17 15	8 6 3	50 50 50	2,5 3 2,5	4 4 10	средняя средняя средняя
K ₁ tr	2240	2310	песчаники алевролиты аргиллиты	2,2 2,3 2,4	25 10 5	15 5 0	10 20 95	5 1 7	50 65 100	3,5 1 3	10 6 4	средняя средняя средняя
K ₁ klm	2310	2580	песчаники алевролиты аргиллиты	2,4 2,3 2,2	20 7 5	19 5 0	20 30 95	10 5 5	60 20 25	3 3,5 3,5	4 5 10	средняя средняя средняя
J ₃ bg	2580	2605	аргиллиты	2,4	0	0	95	8	100	3	6	средняя
J ₃ vs	2605	2692	песчаники глины аргиллиты алевролиты угли	2,4 2,4 2,4 2,4 1,2	15 5 10 5 0	2,4-25 0 1 0 0	20 100 95 40 0	45 5 30 15 0	60 90 120 90 40	2,5 3 2,5 3 4	10 4 6 4 5	средняя средняя средняя средняя мягкая
J ₂ tm	2692	3010	песчаники аргиллиты алевролиты угли	2,4 2,4 2,4 1,2	15 5 10 0	15 0 1 0	10 95 30 0	60 10 40 0	80 120 95 40	2,5 2,5 2,5 4	4 6 6 5	средняя средняя средняя мягкая
PZ	3010	3100	глины серпентит аргиллиты туфобрекчии туфопесчаники	2,4 2,58 2,5 2,6 2,69	5 2,09 0 7,53 3,5	0 - 0 - -	100 - 95 - -	5 - 10 - 80	140 250 150 250 200	3 - 2,5 - 7	4 - 6 - 10	твердые твердые твердые твердые твердые

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент давления								Температура в конце интервала
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва		горного		
			кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	градус
Q	0	40	0.000	0.100	0.000	0.100	0.000	0.200	0.00	0.20	5
Pg ₃ -N nk	40	190	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.20	0.20	13
Pg ₂ -Pg ₃ cg	190	235	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.20	0.20	15
Pg ₂ ll	235	282	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.21	0.21	17
Pg ₁ tl	282	317	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.21	0.21	18
K ₂ gn	317	437	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.222	0.22	20
K ₂ sl	437	477	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.22	0.22	22
K ₂ ip	477	670	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.23	0.23	24
K ₂ kz	670	1550	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.23	0.23	49
K ₁₋₂ pk	1550	1600	0.101	0.101	0.101	0.101	0.180	0.180	0.23	0.23	50
K ₁ al	1600	2240	0.101	0.101	0.101	0.101	0.170	0.170	0.23	0.23	69
K ₁ kls	2240	2310	0.101	0.101	0.101	0.101	0.170	0.170	0.24	0.24	71
K ₁ tr	2310	2580	0.101	0.101	0.101	0.101	0.170	0.170	0.24	0.24	79
K ₁ klm	2580	2605	0.101	0.101	0.101	0.101	0.170	0.170	0.24	0.24	80
J ₃ bg	2605	2610	0.101	0.101	0.101	0.101	0.170	0.170	0.24	0.24	80
J ₃ vs	2610	2692	0.102	0.102	0.102	0.102	0.170	0.170	0.24	0.24	82
J ₂ tm	2692	3010	0.103	0.103	0.103	0.103	0.170	0.170	0.24	0.24	85
PZ	3010	3100	0.104	0.104	0.104	0.104	0.165	0.165	0.24	0.24	88

Приложение Б
(обязательное)

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Таблица Б.1 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарси на сантипуаз		Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации	в пластовых условиях	после дегазации				Газовый фактор м ³ /т	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, % по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости 1/МПа 10 ⁻⁴	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа
J ₃ vs Ю ₁ ¹	2916	2630	поровый	0,73	0,866	>0.17	-	0,6	5,6	0-10	117	-	1,05	0,62	-	26,2
J ₂ tm	2710	2720	поровый	0,732	0,870	>0.17	-	0,76	7,38	0-10	95,3	-	1,26	0,645	-	12,3
J ₂ tm	2865	2875	поровый	0,738	0,882	>0.17	-	0,76	7,38	0-15	96,26	-	0,86	0,66	-	12,65
M ₁	3005	3020	трещинно-каверновый	0,738	0,787	>0.17	-	0,76	7,38	0-15	96,26	-	0,86	0,66	-	12,65
Примечание – В связи с отсутствием данных по M ₁ , характеристики нефти приняты по юрским отложениям.																

Таблица Б.2 – Газоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, % по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит тыс. м³/сут	Плотность газоконденсата, г/см³		Фазовая проницаемость, мДарси
	от (верх)	до (низ)								в пластовых условиях	на устье скважины	
J ₃ vs Ю ₁ ¹	2610	2618	поровый	газ, конденсат	-	1,2	0,68	0,907	228	0,733	-	17,2

Таблица Б.3 – Водоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /с	Фазовая проницаемость, мДарси	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину: ГНК, ХЛК	Относится к источнику питьевого водоснабжения
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
Pg ₃ -Pg ₃ cg	40	235	поровый	1	-	2500	-	-	-	-	-	5	-	ГКН	Да
K ₁₋₂ pk	670	1600	поровый	1,003-1,007	до500	7-250	5000	0	0	3800	100	1100	7-10	ХЛК	Нет
K _{1tr} -K ₁ klm	2240	2580	поровый	1,007-1,018	70-350	15-19	14964	6,5	101	7088	40	2281	12-27	ХЛК	Нет
J ₃ vs	2635	2692	поровый	1,02	2-17	0-21	7091	-	1403	4972	34	80,2	19-22	ХЛК	Нет
J ₂ tm	2885	3000	поровый	1,02-1,03	2-17	0-21	3045	-	800	1917	17,1	106,4	20-31	ХЛК	Нет

Приложение В (обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Поглощение бурового раствора

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	Градиент давления поглощения, кгс/см ² на м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
Q- P ₃ nk	0	190	1	10	нет	0,15	0,2	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления
K ₁₋₂ pk	670	1550	1	30	нет	0,13	0,18	
K ₁ al	1550	1600	1	30	нет	0,12	0,17	
K ₁ kls- K ₁ klm	1600	2580	1	30	нет	0,12	0,17	
J ₃ vs-J ₂ tm	2610	3010	1	30	нет	0,12	0,17	
PZ	3010	3100	1	30	нет	0,115	0,165	

Таблица В.2 – Осыпи и обвалы стенок скважины

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)	от (верх)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
Q - Pg ₂ ll	0	282	глинистый	<1.16	B>10 см ³ за 30 мин	3,0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости
K ₂ gn	317	437	глинистый	<1.13	B>10 см ³ за 30 мин	2,5	
K ₁ al	1550	1600	глинистый	<1.10	B>10 см ³ за 30 мин	2,5	
K ₁ kls-tr	1600	2310	глинистый	<1.10	B>10 см ³ за 30 мин	2,0	
J ₃ vs-J ₂ tm	2610	3010	глинистый	<1.10	B>10 см ³ за 30 мин	2,0	
PZ	3010	3100	глинистый	<1.10	B>10 см ³ за 30 мин	2,0	

Таблица В.3 – Нефтегазоводопрооявления

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Длина столба газа при ликвидации газопрооявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
Pg ₃ -Pg ₃ cg	40	235	вода	-	1,00	1,00	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъёма бурильного инструмента. Возникновение депрессии на нефтегазонасыщен- ные отложения	Перелив раствора устье, появление газа в буровом растворе, увеличение объема раствора в приемных емкостях, появление пленок нефти в буровом растворе
K ₁₋₂ pk	670	1600	вода	-	1,005	1,005		
K ₁ tr - K ₁ klm	2240	2580	вода	-	1,01	1,01		
J ₃ vs Ю ₁	2610	2618	газ	2610	0,73*	0,73*		
	2619	2630	нефть	-	0,738*	0,738*		
	2635	2692	вода	-	1,02	1,02		
J ₂ tm	2710	2720	нефть	-	0,732	0,732		
J ₂ tm	2865	2875	нефть	-	0,738	0,738		
J ₂ tm	2885	3000	вода	-	1,03	1,03		
M ₁	3005	3020	нефть	-	0,738	0,738		
*-относительная по воздуху плотность газа.								

Таблица В.4 – Прихватопасные зоны

Индекс стратигра - фического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	Плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ 30 мин	смазывающие добавки		
Q-P ₂ II	0	282	от обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента	глинистый	<1,16	>10	-	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка скважины от выбуренной породы
Pg ₁ tl- J ₃ bg	282	3010	от заклинки и сальникообразования	глинистый	<1,15	>10	-	да	Несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения, оставление бурового инструмента без движения в проницаемых пластах более 5 минут
PZ	3010	3100	от перепада давлений	глинистый	<1,15	>10	-	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной

Таблица В.5 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал, м		Вид осложнения:	Характеристика осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Pg ₂₋₃ cg + K ₂ sl	190	477	Кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K ₂ kz	652	670	Кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола в следствии некачественного бурового раствора
K ₁ al + kls	1550	2240	Незначительное кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола в следствии некачественного бурового раствора
J ₃ vs	2610	2692	Кавернообразование	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола в следствии некачественного бурового раствора

Приложение Г (обязательное)

Расчеты профиля проектируемой скважины

Таблица Г.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	8-ми интервальный, с горизонтальным участком										
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м	3012			Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла (второй интервал), град/м						1,4	
Глубина вертикального участка скважины, м	150			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла (четвертый интервал), град/м						1,4	
Отход скважины, м	1300			Интенсивность искривления на третьем участке набора зенитного угла (шестой интервал), град/м						1,3611	
Длина интервала бурения по пласту, м	700			Интенсивность искривления на участке добора зенитного угла до 90 град (седьмой интервал), град/м						0,2011	
Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град	10										
Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град	39										
Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град	85,982										
Расчетные данные											
№ Интервала	Длина по вертикали, м			Отход ,м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	на конце	от	до	всего
1	0	150,00	150,00	0	0	0	0	0	0	150	150
2	150,00	221,07	71,07	0	6,22	6,22	0	10	150	221,43	71,43
3	221,07	1905,00	1683,93	6,22	303,14	296,92	10	10	221,43	1931,34	1709,91
4	1905,00	2091,49	186,49	303,14	388,13	84,99	10	39	1931,34	2138,48	207,14
5	2091,49	2850,00	758,51	388,13	1002,36	614,23	39	39	2138,48	3114,51	976,03
6	2850,00	3005,00	155,00	1002,36	1300	297,64	39	85,982	3114,51	3459,68	355,07
7	3005,00	3012,00	7,00	1300	1499,58	199,58	85,982	90	3459,68	3659,42	189,84
8	3012,00	3012,00	0	1499,58	1999,58	500	90	90	3659,42	4159,42	500

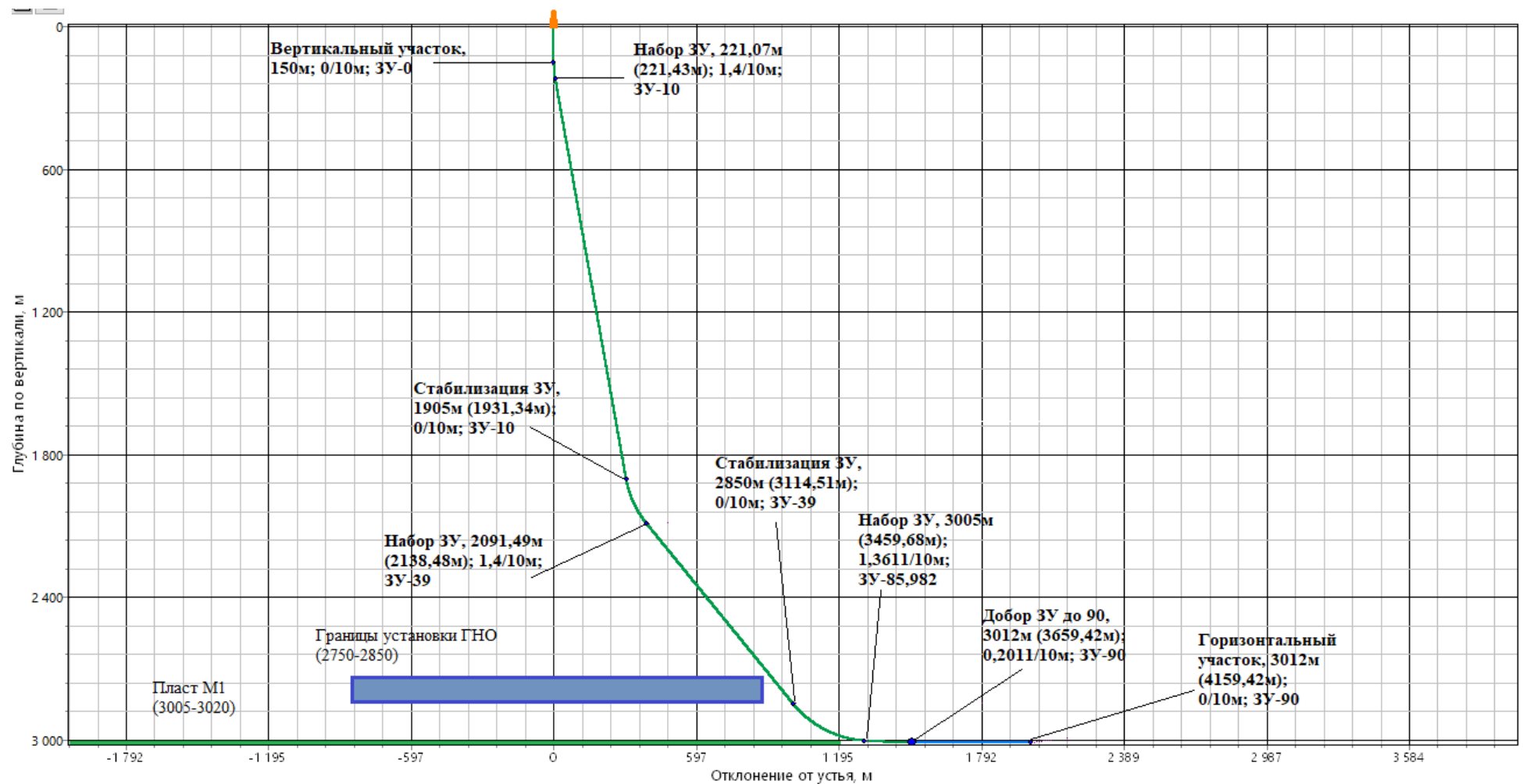


Рисунок Г.1 – Проектный профиль скважины

Приложение Д
(обязательное)

Данные по проектированию конструкции скважины

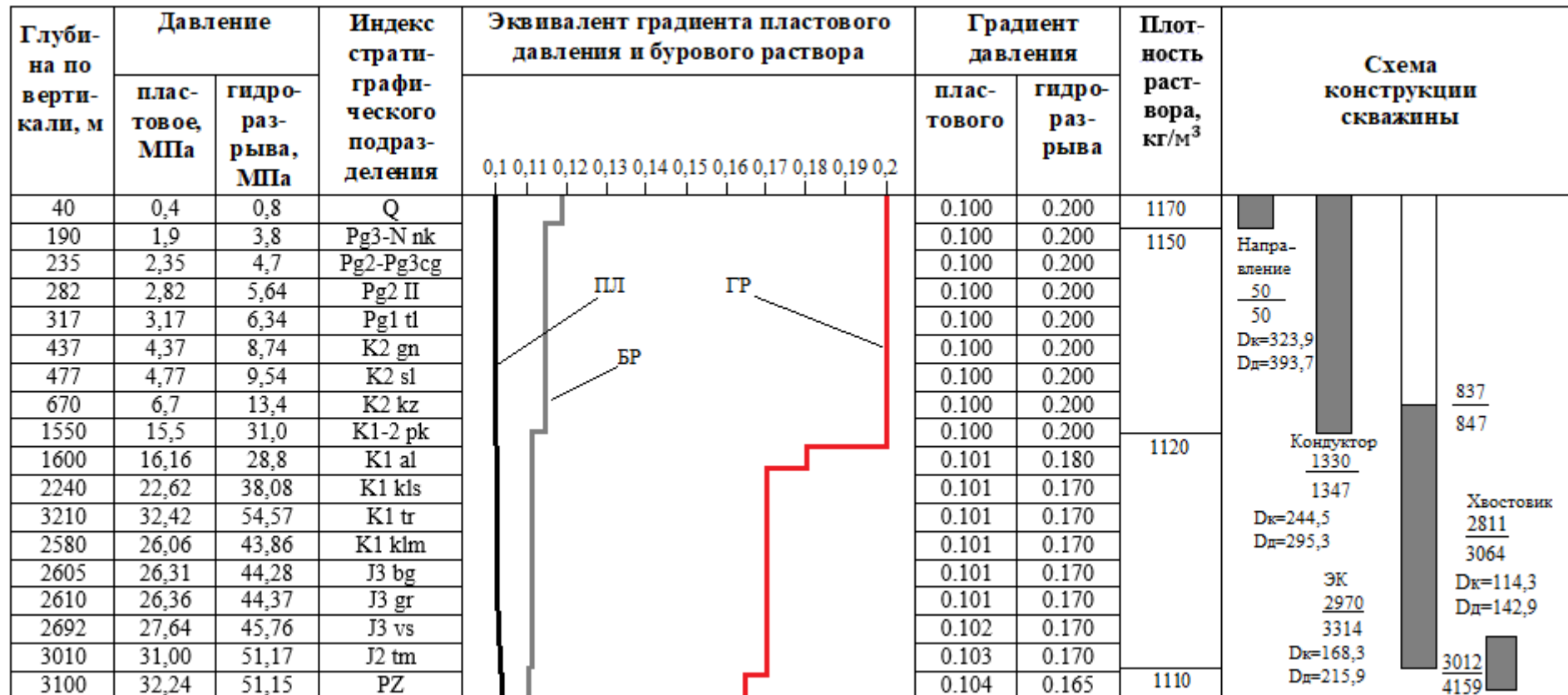


Рисунок Д.1 – Совмещенный график давлений

Приложение Е
(рекомендуемое)

Конструкция скважины

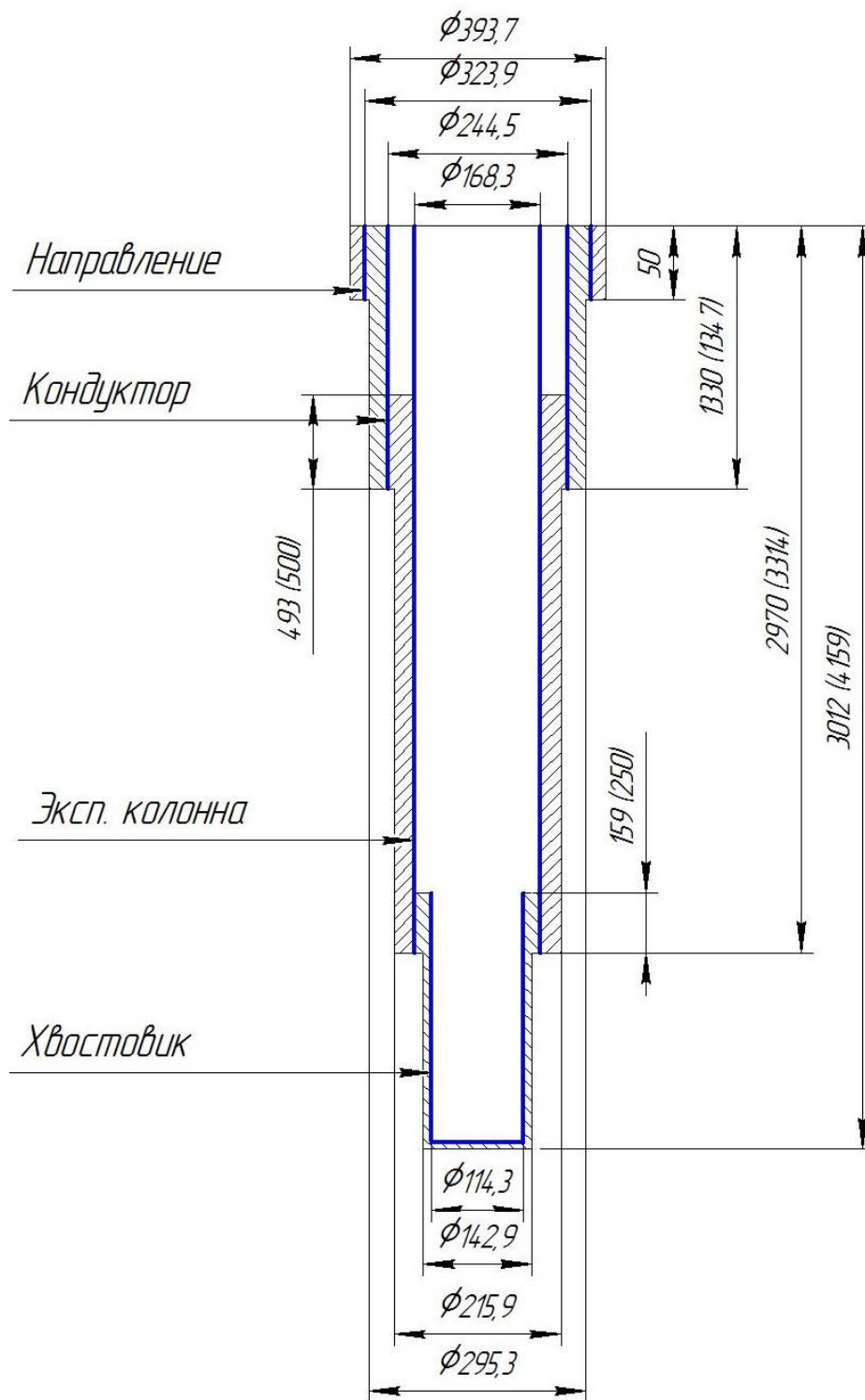


Рисунок Е.1 – Конструкция скважины

Приложение Ж
(обязательное)

Проектирование КНБК по интервалам бурения

Таблица Ж.1 – Выбор элементов КНБК и окончательная сборка компоновки под направление

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–50 м)							
1	Долото ВБМ 393,7 GRDP 215	0.4	393,7	-	-	-	0,19
					3-177	Ниппель	
2	Переводник М 3-177/171	0,50	203	100	3-177	Муфта	0,05
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 229-90Д	24	229	90	3-171	Ниппель	6,56
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/133	0,52	203	100	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
5	Бур.трубы ТБПК-127х9 Е	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	0,77
					3-133	Муфта	

Таблица Ж.2 – Выбор элементов КНБК и окончательная сборка компоновки под кондуктор

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50–1347 м)							
1	ВБМ 295,3 FD 255 S	0,4	295,3	-			0,08
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор 1КС 295,3 М М-152/Н-152	1,1	295,3	113	3-152	Муфта	0,45
					3-152	Ниппель	
3	ВЗД ДГР-240М.7/8.41	8,03	240	-	3-152	Муфта	1,85
					3-171	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-203	0,78	203	78	3-171	Ниппель	0,11
					3-171	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-240	0,8	240	90	3-171	Ниппель	0,10
					3-171	Муфта	
6	Переводник П 3-171/133	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
7	НУБТ 203/83 Е	9,45	203	83	3-133	Ниппель	2,08
					3-133	Муфта	
8	Переводник П 3-133/171	0,536	203	95	3-133	Ниппель	0,05
					3-171	Муфта	
9	Телесистема ЗТС МРТ	12	203	140	3-171	Ниппель	4,72
					3-171	Муфта	
10	Переводник П 3-171/133	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
11	НУБТ 203/83 Е	9,45	203	83	3-133	Ниппель	2,08
					3-133	Муфта	
12	Переводник П 3-133/171	0,536	203	95	3-133	Ниппель	0,05
					3-171	Муфта	
13	УБТ УБТС 203х100 Е	40	203	100	3-171	Ниппель	8,8
					3-171	Муфта	
14	Переводник П 3-171/133	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
15	Бур.трубы ТБПК-127х9 Р	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	37,9
					3-133	Муфта	

Таблица Ж.3 – Выбор элементов КНБК и окончательная сборка компоновки под эксплуатационную колонну

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Под эксплуатационную колонну (1347–3314 м)							
1	ВБМ 215,9 FD 266 SM	0,3	215,9	-			0,05
					3-117	Ниппель	
2	Калибратор 1КС-215,9 С М-117/Н-117	0,4	215,9	100	3-117	Муфта	0,08
					3-117	Ниппель	
3	ВЗД ДГР-178М.7/8.41	6,89	178	139,7	3-117	Муфта	0,98
					3-147	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-172	0,8	178	78	3-147	Ниппель	0,09
					3-147	Муфта	
5	Клапан переливной ПК-172	0,8	172	106	3-147	Ниппель	0,09
					3-133	Муфта	
6	НУБТ 178/83 Е	9,45	178	83	3-133	Ниппель	1,6
					3-133	Муфта	
7	Переводник П 3-133/147	0,66	178	76	3-133	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
8	Телесистема ЗТС МРТ	8,5	172	140	3-147	Ниппель	3,5
					3-147	Муфта	
9	Переводник П 3-147/133	0,66	178	76	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
10	НУБТ 178/83 Е	9,45	178	83	3-133	Муфта	1,6
					3-133	Муфта	
11	Бур.трубы ТБПК-127х9 Р	272	127	108,6	3-133	Ниппель	8,4
					3-133	Муфта	
12	Переводник П 3-133/147	0,517	178	95	3-133	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
13	УБТ 178х90 Е	56	178	90	3-147	Ниппель	8,2
					3-147	Муфта	
14	Переводник П 3-147/133	0,517	178	95	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
15	Яс Hydro-Mechanical Jar	7,14	173	70	3-133	Ниппель	19,5
					3-133	Муфта	
16	Бур.трубы ТБПК-127х9 Р	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	91,1
					3-133	Муфта	

Таблица Ж.4 – Выбор элементов КНБК и окончательная сборка компоновки
ПОД ХВОСТОВИК

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения	Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения	
Под хвостовик (3314–4160 м)							
1	ВБМ 142,9 FD 377 МН	0,25	142,9	-			0,2
					3-88	Ниппель	
2	Калибратор 1КС-142,9 СТ М-88/Н-88	0,43	142,9	35	3-88	Муфта	0,06
					3-88	Ниппель	
3	РУС PD 475 X6 Stabilized CC	4,06	120,7	92,46	3-88	Муфта	0,3
					V-040	Муфта	
4	Переводник PD Extention Sub	0,4	128	57	4.089- V-040	Ниппель	0,4
					3-102	Муфта	
5	Антенна РУС PD475 E-Mag Receiver	1,5	134	57,15	3-102	Ниппель	0,5
					4.089- V-040	Муфта	
6	Переводник PD Extention sub	0,71	124	57	4.089- V-040	Ниппель	0,6
					3-94	Ниппель	
7	Телеметрия IMPulse 25k Medium Flow	9,84	133	57,15	3-94	Муфта	1,3
					3-102	Муфта	
8	Предохр. Переводник Lower Saver Sub	0,44	121,4	63,5	3-102	Муфта	1,64
					3-102	Ниппель	
9	НУБТ 121/68 Е	9,48	121	68	3-102	Муфта	0,72
					3-102	Ниппель	
10	Бур.трубы ТБПН-89х11 М	1048	89	67	3-102	Муфта	26,2
					3-102	Ниппель	
11	Переводник П 3-102/101	0,43	120	50	3-102	Муфта	0,02
					3-101	Ниппель	
12	ТБТ 121	32	121	51	3-101	Муфта	2,4
					3-101	Ниппель	
13	Переводник П 3-101/102	0,43	120	50	3-101	Муфта	0,02
					3-102	Ниппель	
14	Ясс ЯГБ 124	2,2	124	50,8	3-102	Ниппель	0,14
					3-102	Муфта	
15	Переводник П 3-102/101	0,43	120	50	3-102	Муфта	0,02
					3-101	Ниппель	
16	ТБТ 121	24	121	51	3-101	Муфта	1,8
					3-101	Ниппель	
17	Переводник П 3-101/102	0,43	120	50	3-101	Муфта	0,02
					3-102	Ниппель	
18	Бур.трубы ТБПН-89х11 М	До устья	89	67	3-102	Муфта	75,6
					3-102	Ниппель	

Таблица Ж.5 – Коэффициенты запаса прочности бурильных труб

Интервал	Тип секции	Наруж. диам.	Внутр. диам.	Толщин а стенки	Группа прочности	Длина	Масса, т			Коэффициент запаса прочности		
Технологическая операция		мм	мм	мм		м	1 м трубы	секции	нарастаю -щая	на выносли- вость	на растя- жение	на статическую прочность
Направление												
0-50	Долото	393,7				0,4		0,187	0,187			
Бурение	УБТ	229,0	90		Е	24	0,2730	6,552	6,739			
КНБК№1	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	25,6	0,0312	0,799	7,538	2,57	>10	9,98
Кондуктор												
50-1347	Долото	295,3				0,4		0,077	0,077			
Бурение	Калибратор	295,3	80,0			1,3		0,265	0,342			
КНБК№2	Двигатель	240,0				8,18		1,890	2,232			
	НУБТ	203,0	83,0		Е	9,45	0,2203	2,082	4,314			
	НУБТ	203,0	83,0		Е	9,45	0,2203	2,082	6,396			
	УБТ	203,0	100,0		Е	41,5	0,2150	8,923	15,32			
	БТ	127,0	108,6	9,2	Р	1277	0,0335	42,73	58,05	1,5	5,85	3,16
Эксплуатационная												
1347-3314	Долото	215,9				0,3		0,044	0,044			
Бурение	Калибратор	215,9	78,0			0,39		0,060	0,104			
КНБК№3	Двигатель	178,0				6,89		0,985	1,089			
	НУБТ	178,0	83,0		Е	9,45	0,1693	1,600	2,689			
	НУБТ	178,0	83,0		Е	9,45	0,1693	1,600	4,289			
	БТ	127,0	108,6	9,2	Р	272	0,0335	9,104	13,39	1,85	>10	>10
	УБТ	178,0	90		Е	56	0,1454	8,448	21,84			
	БТ	127,0	108,6	9,2	Р	2957	0,0335	98,98	120,83	1,42	2,81	2,20
Хвостовик												
3314-4160	Долото	146,0				0,21		0,020	0,020			
Бурение	Калибратор	146,0	35,0			0,3		0,080	0,100			
КНБК№4	Двигатель	127,0				5,8		0,405	0,505			
	НУБТ	121,0	68,0		Е	9,48	0,0791	0,750	1,255			
	НУБТ	121,0	68,0		Е	9,48	0,0791	0,750	2,005			
	БТ	88,9	66,1	11,4	М	1048	0,0256	26,88	28,89	1,81	8,63	6,79
	УБТ	102,0	51,0			56	0,0740	4,114	33,03			
	БТ	88,9	66,1	11,4	М	3031	0,0256	77,74	110,77	1,61	2,25	2,03

Приложение II (обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица И.1 – Компонентный состав растворов

Компонент		Назначение	Концентрация, кг/м ³
1		2	3
Бентонитовый раствор			
Натр едкий (каустик)		Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Глинопорошок «Основа-Медиум марки А»		Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Сода кальцинированная		Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Окзил-СМ		Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5-1,5
Барит КБ-3		Регулирование плотности	164,86
Полимерный (инкапсулированный)			
Натр едкий (каустик)		Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Сода кальцинированная		Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
ПАВ Atren SA		Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Гаммаксан		Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	0,3-0,4
Оснопак-ВО		Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2
Оснопак-НО		Регулятор фильтрации	4-5
Seurvey FL		Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8-1
ПАВ Atren-FK		Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
под направление	Барит КБ-3	Регулирование плотности	55
под ЭК	Барит КБ-3	Регулирование плотности	13,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)			
Натр едкий (каустик)		Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Сода кальцинированная		Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Гаммаксан		Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4-3,6
Амилор		Регулятор фильтрации	16-18
Калий хлористый		Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60-100
ПАВ Atren-FK		Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
Универсальный мраморный состав (УМС) 5 мкр		Регулирование плотности, кольматация каналов	28

Продолжение таблицы И.1

1	2	3
Универсальный мраморный состав (УМС) 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	50
Универсальный мраморный состав (УМС) 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	24
Бактерицид Atren-Bio марки А	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пенегаситель Atren-Antifoam Марки А	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Таблица И.2 – Запроектированные параметры растворов

Регламентируемые свойства	Значение
Бентонитовый раствор	
Плотность, г/см ³	1,17
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2
Полимерный (инкапсулированный)	
Плотность (под кондуктор), г/см ³	1,15
Плотность (под эксплуатационную колонну), г/см ³	1,12
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	8-10
Содержание песка, %	< 0,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	
Плотность, г/см ³	1,11
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

Таблица И.3 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
0	50	50	393,7	-	1,3	7,91
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,38
Расчетные потери бурового раствора при очистке						4,85
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						52,91
Общая потребность бурового раствора на интервале:						58,33
Объем раствора к приготовлению:						58,33
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
50	1347	1297	295,3	306,9	1,35	123,56
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						8,63
Расчетные потери бурового раствора при очистке						74,42
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,29
Объем раствора в конце бурения интервала						168,56
Общая потребность бурового раствора на интервале:						256,9
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						256,9
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						101,13
Экспл. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
1347	3314	1967	215,9	228,7	1,22	143,11
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						10,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						56,07
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						10,56
Объем раствора в конце бурения интервала						291,23
Общая потребность бурового раствора на интервале:						368,66
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						101,13
Объем раствора к приготовлению:						267,53
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0

Продолжение таблицы И.3

Хвостовик Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³
от	до					
3314	4159	845	142,9	154,6	1,1	77,08
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						3,01
Расчетные потери бурового раствора при очистке						9,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						10,01
Объем раствора в конце бурения интервала						159,15
Общая потребность бурового раствора на интервале:						181,67
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						181,67

Таблица И.4 – Результаты расчета потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			направление		кондуктор		экспл. колонна		хвостовик		итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Натр едкий (каустик)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	53	3	148	6	131	5	116	5	450	18
Глинопорошок «Основа-Медиум марки А»	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	3500	4	-	-	-	-	-	-	3500	4
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	53	3	334	14	295	12	255	10	937	38
Окзил-СМ	Снижение вязкости раствора при попадании глины и диспергируемой твердой фазы	25	58	3	-	-	-	-	-	-	58	3
Оснопак-ВО	Регулятор фильтрации, реологических свойств	25	-	-	408	17	361	15	-	-	769	31
Оснопак-НО	Регулятор фильтрации	25	-	-	1483	60	1313	53	-	-	2796	112
Seurvey FL	Стабилизатор, регулятор фильтрации	25	-	-	334	14	295	12	-	-	629	26
ПАВ Atren-FK	Снижение коэффициента трения в скважине	1000	-	-	3336	4	2954	3	4625	5	10915	11
Гаммаксан	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	-	-	148	6	131	5	809	33	1086	44
Амилор	Регулятор фильтрации	1000	-	-	-	-	-	-	3931	4	3931	4
Калий хлористый	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1000	-	-	-	-	-	-	18500	19	18500	19
Универсальный мраморный состав (УМС) 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	-	-	-	-	-	-	6475	7	6475	7
Универсальный мраморный состав (УМС) 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	-	-	-	-	-	-	11562	12	11562	12

Продолжение таблицы И.4

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			направление		кондуктор		экспл. колонна		хвостовик		итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Универсальный мраморный состав (УМС) 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	-	-	-	-	-	-	5550	6	5550	6
Бактерицид Atren-Bio марки А	Защита от микробиологической деструкции	25	-	-	-	-	-	-	116	5	116	5
Пенегаситель Atren-Antifoam марки А	Предотвращение пенообразования	25	-	-	-	-	-	-	116	5	116	5
ПАВ Atren SA	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25	-	-	371	15	328	13	-	-	699	28
Барит КБ-3	Утяжелитель	1000	9616	10	2038 7	21	4431	5	-	-	34434	35

Приложение К
(обязательное)

Выбор гидравлической программы скважины

Таблица К.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	50	бурение	0.511	0.059	периферийная	3	17	104,7	3.93
Под кондуктор									
50	1347	бурение	0.839	0.089	периферийная	2	13	84,2	3,81
						3	14		
Под эксплуатационную колонну									
1347	3314	бурение	0.91	0.082	периферийная	3	8	88	3,64
						3	9		
Под хвостовик									
3314	4160	бурение	1,1	0,095	периферийная	7	6	76,9	3,24

Таблица К.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения %	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	бурение	УНБТ-1180	2	0,9	180	219,6	85	114	35,66	71,32
50	1347	бурение	УНБТ-1180	2	0,9	160	275,4	85	125	30,6	61,2
1347	3314	бурение	УНБТ-1180	1	0,9	170	245,7	85	108	30,11	30,11
3314	4160	бурение	УНБТ-1180	1	0,9	140	367,2	85	80	15,23	15,23

Таблица К.3 – 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	50	бурение	94	76,5	-	7,4	0,1	10
50	1347	бурение	250,7	48,6	100,9	85,8	5,4	10
1347	3314	бурение	185,7	50,5	50,8	48,4	26,1	10
3314	4160	бурение	363,5	38,9	70,6	187,1	64,2	2,7

Приложение Л (обязательное)

Расположение жидкостей в обсадных колоннах

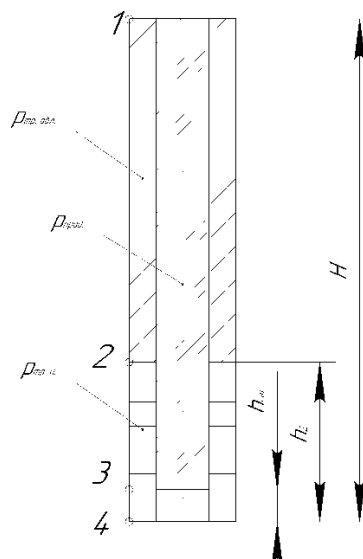


Рисунок Л.1 – Схема расположения жидкостей в кондукторе в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

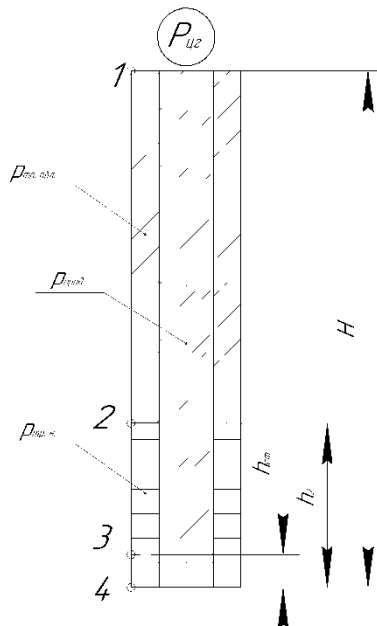


Рисунок Л.2 – Схема расположения жидкостей в кондукторе в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

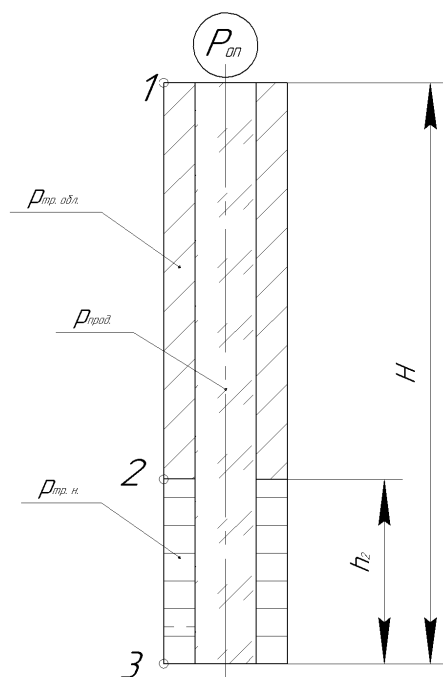


Рисунок Л.3 – Схема расположения жидкостей при опрессовке кондуктора

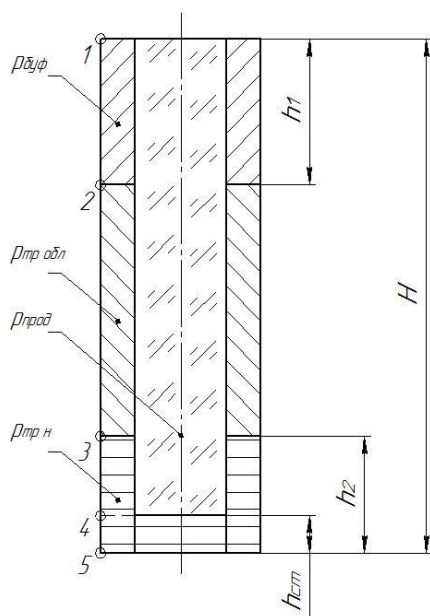


Рисунок Л.4 – Схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

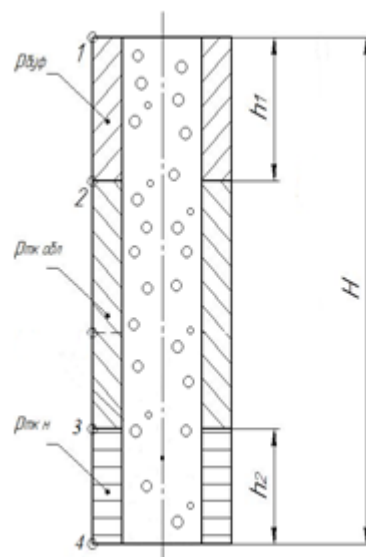


Рисунок Л.5 – Схема расположения газа в эксплуатационной колонне в конце эксплуатации газовой скважины

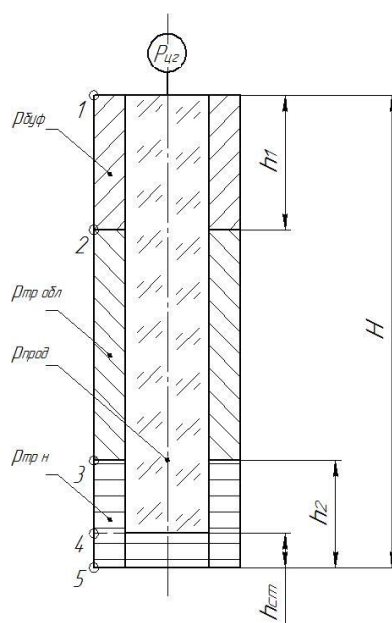


Рисунок Л.6 – Схема расположения жидкостей в эксплуатационной колонне в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

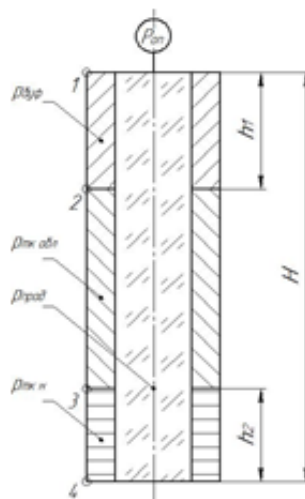


Рисунок Л.7 – Схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны

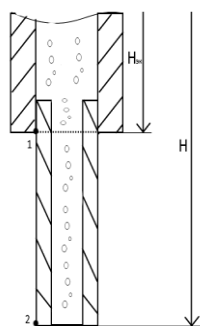


Рисунок Л.8 – Схема расположения жидкостей в хвостовике в конце эксплуатации

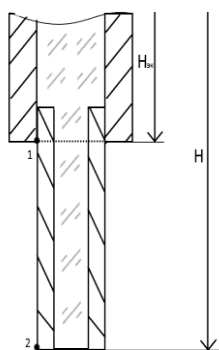


Рисунок Л.9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке хвостовика

Приложение М (обязательное)

Схема обвязки цементирующей техники

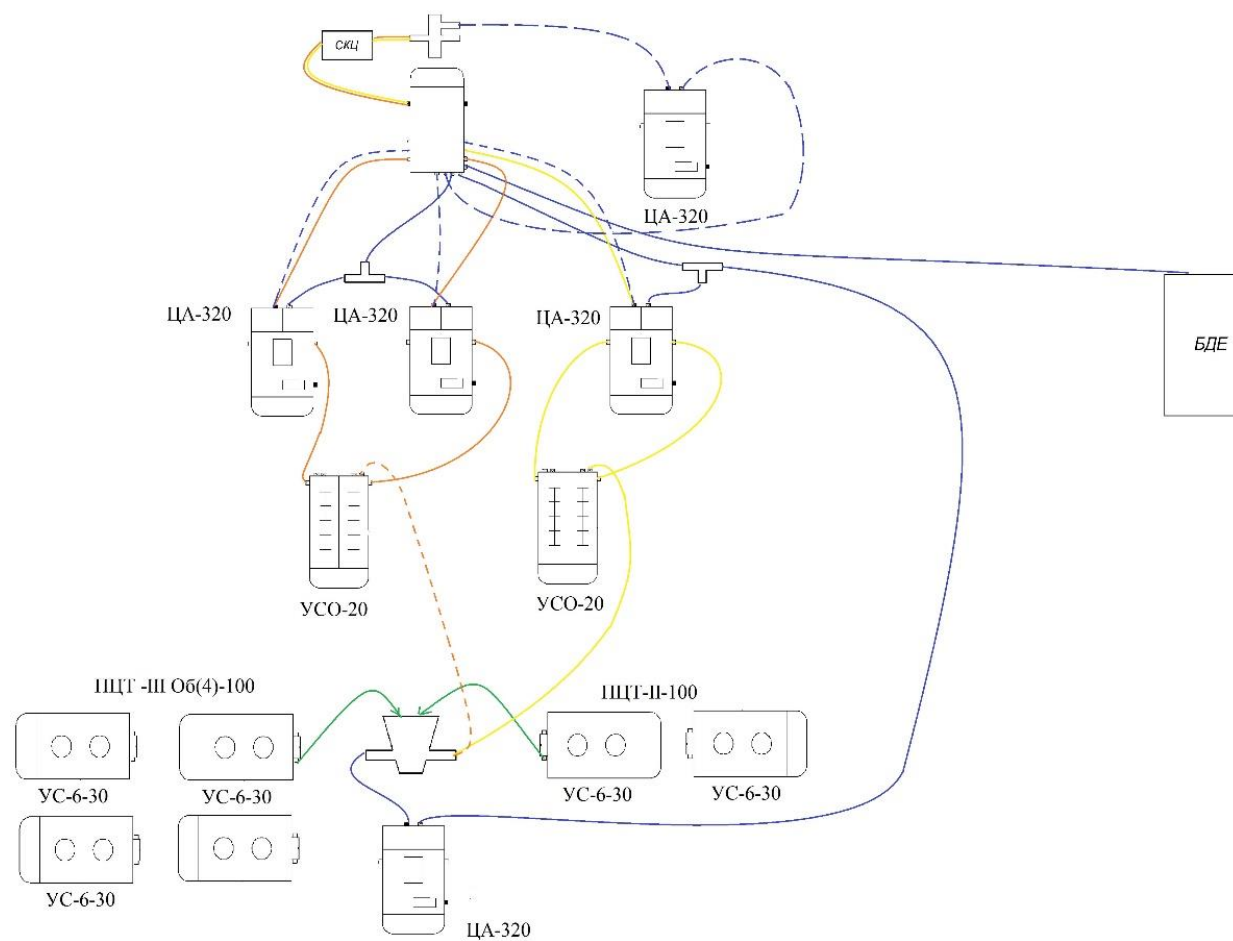


Рисунок М.1 – Схема обвязки цементирующего оборудования

Приложение Н (обязательное)

Технологическая оснастка обсадных колонн

Таблица Н.1 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	50	50	1	1
	ЦКОДМ-324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	50	6	6
	ЦТ 324/394 «Нефтемаш»	0	50	3	3
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	40	40	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	1347	1347	1	1
	ЦКОДМ-245 «Нефтемаш»	1337	1337	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	10	2	5
		30	50	3	
	ЦТГ 245/295 «Нефтемаш»	50	80	3	67
		80	1347	64	
	ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	1337	1337	1	1
Эксплуатационная, 168	БКМ-168 «Нефтемаш»	3314	3314	1	1
	ЦКОДУ-168 «Нефтемаш»	3304	3304	1	1
	ЦПЦ 168/216 «Нефтемаш»	0	1307	26	63
		1307	1347	4	
		2330	3314	33	
	ЦТГ 168/216 «Нефтемаш»	1347	1377	3	51
		1377	2330	48	
	ПРП-Ц-В 168 «Нефтемаш»	3294	3294	1	1
	ПРП-Ц-Н 168 «Нефтемаш»	3304	3304	1	1

Продолжение таблицы Н.1

1	2	3	4	5	6
Хвостовик, 114	БКМ-114 «Нефтемаш»	4159	4159	1	1
	ЦКОДУ-114 «Нефтемаш»	4159	4159	1	2
		4149	4149	1	
	ЦПЦ 114/143 «Нефтемаш»	3064	3314	10	10
	ЦТГ 114/143 «Нефтемаш»	3314	4159	85	85
	ПРП-Ц-В 114 «Нефтемаш»	4139	4139	1	1
	ПРП-Ц-Н 114 «Нефтемаш»	4149	4149	1	1
	ПХГМЦЗ 114/168 «ЗЭРС»	3064	3064	1	1

Приложение II (обязательное)

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица П.1 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: C_1 – сокращение сроков разработки месторождения; C_2 – богатые сырьевые запасы; C_3 – эффективное бурение интервала под хвостовик за счет использования РЧС; C_4 – большая зона дренирования пласта.	Слабые стороны проекта: L_1 – необходимость в квалифицированном персонале; L_2 – высокая стоимость производимых работ; L_3 – сложность прокладки скважины; L_4 – относительно большая протяженность горизонтального участка ствола.
Возможности: B_1 – высокий уровень спроса на энергоносители; B_2 – использование современного оборудования; B_3 – обеспечение занятости населения; B_4 – ограниченность мировых запасов углеводородов.	1- $C_1B_1B_2$ 2 - $C_2B_1B_2B_3B_4$ 3 - $C_3C_4B_2$	1 - $L_1B_1B_2B_3B_4$ 2 - $L_2B_2B_4$ 3 - $L_4B_1B_2B_4$
Угрозы: U_1 – угроза загрязнения окружающей среды; U_2 – сложные метеорологические условия; U_3 – сложные геологические условия; U_4 – технологические риски; U_5 – риск техногенных аварий.	1- $C_1U_1U_4U_5$ 2- C_4U_5	1- $L_1U_1U_5$ 2- $L_3L_4U_1U_4U_5$

Таблица П.2 – нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1 м, ч					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Вышкомонтажные работы										1080,00
Подготовительные работы к бурению										96,00
Бурение под направление Промывка (ЕНД) Наращивание (ЕНД) Смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) Сборка и разборка УБТ (ЕНД) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНД) Ремонтные работы (ЕНД) Смена вахт (ЕНД) Итого:	ВБМ 393,7 GRDP 215	0	50	400	0,02	50	0,13	1	0,18	1,18 0,04 0,18 0,24 0,44 0,47 0,08 23,60 1,43 0,30 27,96
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНД) Наращивание (ЕНД) Смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) Сборка и разборка УБТ (ЕНД) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) Ремонтные работы (ЕНД) Смена вахт (ЕНД) Итого:	ВБМ 295,3 FD 255 S	50	1347	3200	0,04	1297	0,41	51,88	3,12	55 0,68 4,85 0,24 0,44 0,47 0,08 68 5,45 4,80 0,30 140,31

Продолжение таблицы П.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под эксплуатационную колонну: Промывка (ЕНД) Наращивание (ЕНД) Смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) Сборка и разборка УБТ (ЕНД) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) Ремонтные работы (ЕНД) Смена вахт (ЕНД) Итого:	ВБМ 215,9 FD 266 SM	1347	3314	3200	0,06	1967	0,61	118,02	8,26	126,28 0,74 11,93 0,24 0,44 0,47 0,08 72,3 10,10 5,90 1,00 229,48
Бурение под хвостовик: Промывка (ЕНД) Наращивание (ЕНД) Смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) Сборка и разборка УБТ (ЕНД) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) Ремонтные работы (ЕНД) Смена вахт (ЕНД) Итого:	ВБМ 142,9 FD 377 MH	3314	4160	3200	0,08	846	0,26	67,68	10,60	78,28 0,44 14,98 0,24 0,44 0,47 0,08 95 12,64 7,02 1,20 210,79
Испытание скважины на продуктивность										248,4

Таблица П.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут.	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут.	138,19	-	-	0,05	6,91	2,25	310,93	5,26	726,88	3,26	450,50
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	2,07	-	93,28	-	218,06	-	135,15
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	-	-	0,05	0,50	2,25	22,39	5,26	52,34	3,26	32,44
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	0,15	-	6,72	-	15,70	-	9,73
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	4	1011,44	0,05	50,57	2,25	568,94	5,26	1330,04	3,26	824,32
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут.	1433	4	5732	0,05	71,65	2,25	3224,3	5,26	7537,6	3,26	4671,6
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут.	224,60	-	-	-	-	2,25	505,35	5,26	1181,4	3,26	732,2
Прокат ВЗД	сут.	92,66	-	-	-	-	2,25	208,49	5,26	487,39	3,26	302,07
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут.	240,95	-	-	-	-	2,25	542,14	5,26	1267,4	3,26	785,50
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	-	-	0,05	0,34	2,25	16,97	5,26	39,66	3,26	24,58
Плата за подключенную мощность	кВт/сут.	149,48	-	-	0,05	7,47	2,25	336,33	5,26	786,26	3,26	487,31
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	кВт/сут.	107,93	4	431,72	0,05	5,40	2,25	242,84	5,26	567,71	3,26	351,85
Эксплуатация трактора	кВт/сут.	33,92	4	135,68	0,05	1,70	2,25	76,32	5,26	178,42	3,26	110,58
Автомобильный спецтранспорт	сут.	100,4	4	401,6	0,05	5,02	2,25	225,9	5,26	528,10	3,26	327,30
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,05	0,28	2,25	12,44	5,26	29,09	3,26	18,03
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	4	677,16	0,05	8,46	2,25	380,90	5,26	890,47	3,26	551,79
Каустик	т	875,2	-	-	0,053	46,39	0,148	129,53	0,131	114,65	0,116	101,52
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	0,053	9,72	0,334	61,22	0,295	54,07	0,255	46,74
Барит КБ-3	т	270	-	-	9,62	2597,4	20,34	5491,8	4,43	1196,1	-	-

Продолжение таблицы П.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Глинопорошок «Основа-Медиум марки А»	т	75,4	-	-	3,5	263,9	-	-	-	-	-	-
Мраморный состав (фракции 5, 50, 150мкр)	т	198,6	-	-	-	-	-	-	-	-	23,59	4685,0
KCl	т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-	18,5	3988,6
Гаммаксан	т	1223,5	-	-	-	-	0,148	181,08	0,131	160,28	0,809	989,81
Бактерицид Atren-Bio марки А	т	125,5	-	-	-	-	-	-	-	-	0,116	14,56
ПАВ Atren-FK	т	1054,1	-	-	-	-	3,34	3520,7	2,95	3109,3	4,63	4880,1
ПАВ Atren SA	т	948,5	-	-	-	-	0,37	350,94	0,33	312,84	-	-
Оснопак-ВО, Оснопак-НО	т	983	-	-	0,058	57,01	0,41	403,03	0,36	353,88	-	-
Seurvey FL	т	842	-	-	-	-	0,33	277,86	0,30	252,6	-	-
Амилор	т	565	-	-	-	-	-	-	-	-	3,93	2220,5
Пеногаситель Atren-Antifoam марки А	т	254,5	-	-	-	-	-	-	-	-	0,12	30,54
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,10	12,0	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	18,0	300,24	10,6	176,81
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	13,28	266,74	25,42	510,43	8,93	179,25	52,04	1044,9
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб.		9106,24		3397,58		17888,75		21871,83		27998,23	
Затраты, зависящие от объема работ												
ВБМ 393,7 GRDP 215	шт.	3152,3	-	-	0,13	409,80	-	-	-	-	-	-
ВБМ 295,3 FD 255 S	шт.	2686,4	-	-	-	-	0,41	1101,4	-	-	-	-
ВБМ 215,9 FD 266 SM	шт.	4910,6	-	-	-	-	-	-	0,61	2995,5	-	-
ВБМ 142,9 FD 377 MH	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,26	1360,9
1КС 295,3 М М-152/Н-152	шт.	495,9	-	-	-	-	0,5	247,95	-	-	-	-
1КС-215,9 С М-117/Н-117	шт.	458,9	-	-	-	-	-	-	0,7	321,23	-	-
1КС-142,9 СТ М-88/Н-88	шт.	442,6	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3	132,78
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	7,43	36,48	37,9	186,09	91,1	447,3	75,6	371,20
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт							1268					
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.		0		452,89		1542,05		3770,64		1871,49	
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб.		9106,24		3850,47		19430,8		25642,47		29867,72	
Всего по сметному расчету, руб							89164,9					

Таблица П.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут.	129,15	0,98	126,57	2,83	365,49	3,01	388,74	3,96	511,43
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	37,97	-	109,65	-	116,62	-	16,88
Оплата труда слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	0,98	9,75	2,83	28,16	3,01	29,95	3,96	39,52
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	2,93	-	8,45	-	8,98	-	11,86
Содержание полевой лаборатории в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	0,98	7,39	2,83	21,34	3,01	22,70	3,96	29,86
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	0,98	247,80	2,83	715,59	3,01	761,11	3,96	1001,3
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут.	1433	0,98	1404,3	2,83	4055,4	3,01	4313,3	3,96	5674,7
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут.	419,4	0,98	411,01	2,83	1186,9	3,01	1262,4	3,96	1660,8
Плата за подключенную мощность	сут.	149,48	0,98	146,49	2,83	423,03	3,01	449,93	3,96	591,94
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	сут.	107,93	0,98	105,77	2,83	305,44	3,01	324,87	3,96	427,40
Эксплуатация трактора	сут.	33,92	0,98	33,24	2,83	95,99	3,01	102,10	3,96	134,32
Эксплуатация бульдозера	сут.	18,4	0,98	18,03	2,83	52,07	3,01	55,38	3,96	72,86
Автомобильный спецтранспорт до 250 км	сут.	100,4	0,98	98,39	2,83	284,13	3,01	302,20	3,96	397,58
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	0,98	165,90	2,83	479,09	3,01	509,56	3,96	670,39
Башмак колонный БКМ-324	шт.	85,50	1	85,50	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245	шт.	65,00	-	-	1	65,00	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-168	шт.	45,50	-	-	-	-	1	45,50	-	-
Башмак колонный БКМ-114	шт.	28,00	-	-	-	-	-	-	1	28,00
Центратор ЦПЦ 324/394	шт.	31,20	6	187,20	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦПЦ 245/295	шт.	25,40	-	-	5	127,00	-	-	-	-
Центратор ЦПЦ 168/216	шт.	18,70	-	-	-	-	63	1178,10	-	-
Центратор ЦПЦ 114/143	шт.	14,90	-	-	-	-	-	-	3	44,7
Центратор ЦТ 324/394	шт.	26,50	3	79,5	-	-	-	-	-	-
Центратор-турбулизатор ЦТГ 245/295	шт.	32,50	-	-	67	2177,5	-	-	-	-
Центратор-турбулизатор ЦТГ 168/216	шт.	18,70	-	-	-	-	51	953,70	-	-

Продолжение таблицы П.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Центратор-турбулизатор ЦТГ 114/143	шт.	15,50	-	-	-	-	-	-	85	1317,5
ЦКОДМ-324	шт.	120,0	1	120,0	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-245	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОДУ-168	шт.	108,0	-	-	-	-	1	108,0	-	-
ЦКОДУ-114	шт.	105,0	-	-	-	-	-	-	2	210,0
Пробка продавочная ПРП-Ц-В-324	шт.	59,15	1	59,15	-	-	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-В-245	шт.	30,12	-	-	1	30,12	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-В-168	шт.	27,50	-	-	-	-	1	27,50	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-В-114	шт.	21,15	-	-	-	-	-	-	1	21,50
Пробка продавочная ПРП-Ц-Н-168	шт.	27,50	-	-	-	-	1	27,50	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-Н-114	шт.	21,15	-	-	-	-	-	-	1	21,15
ПХГМЦЗ 114/168	шт.	1754	-	-	-	-	-	-	1	1754,0
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт.	3320	1	3320	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт.	2880	-	-	1	2880	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт.	2670	-	-	-	-	1	2670	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-114	шт.	2330	-	-	-	-	-	-	1	2330
Итого затрат, зависящих от времени	руб.	6666,89			13523,45		13658,14		16967,69	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	1347	38429	-	-	-	-
Обсадные трубы 168х10,6	м	25,31	-	-	-	-	572	14477	-	-
Обсадные трубы 168х8	м	24,61	-	-	-	-	592	14569	-	-
Обсадные трубы 168х7,3	м	19,64	-	-	-	-	2150	42226	-	-
Обсадные трубы 114х8,6	м	15,26	-	-	-	-	-	-	1095	16708
ПЦТ-I-50	т	26,84	5,21	139,84	90,32	2424,2	-	-	-	-
ПЦТ-I-100	т	28,68	-	-	-	-	15,42	442,25	38,87	1114,9
ПЦТ-III-Об(4)-100	т	19,84	-	-	-	-	43,80	868,99	-	-
Заливка колонны	агр/оп	145,99	1	145,99	2	291,98	3	437,97	3	437,97
Затворение цемента	т	6,01	5,21	31,31	90,32	542,82	59,22	355,91	38,87	233,61
Работа ЦСМ	ч	36,4	0,34	12,38	3,50	127,4	4,40	160,16	2,45	89,18
Опрессовка колонны	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа СКЦ	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	1	80,6
Дежурство ЦА-320	ч	15,49	10	154,9	16	247,84	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	3,36	63,03	63,58	1192,76	107,85	2023,27	20,42	383,08
Транспортировка вахт	1268									

Окончание таблицы П.4

Наименование затрат	Стоимость, руб	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
Итого затрат, зависящих от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.	2495,54	43343,59	75976,58	16837,69
Всего затрат, без учета транспортировки вахт	руб.	9162,43	58867,04	89634,72	33805,38
Всего по сметному расчету	руб.	192737,57			

Таблица П.5 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	18 043 705
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 824 061
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2 295	542 200
	Итого по главе 1	93 656	21 391 967
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	40 655 610
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 592 682
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 176 041
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	382 358
	Итого по главе 2	204 924	46 806 691
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	89 165	20 366 178
3.2	Крепление скважины	192 738	44 023 285
	Итого по главе 3	281 903	64 389 464
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 206 191
4.2	Консервация скважины	6 872	1 569 633
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 845 553
	Итого по главе 4	28 989	6 621 377
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы; 11% от глав 3 и 4	34 198	7 811 193
	Итого по главе 5	34 198	7 811 193
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время; 5,4% от глав 1 и 2	16 123	3 682 728
6.2	Снегоборьба; 0,4% от глав 1 и 2	1 194	271 795
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 991 630
	Итого по главе 6	47 927	10 947 007
	ИТОГО прямых затрат	691 597	157 967 671
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы; 25% на итог прямых затрат	172 899	39 491 918
	Итого по главе 7	172 899	39 491 918

Продолжение таблицы П.5

1	2	3	4
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления; 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	69 160	15 796 763
	Итого по главе 8	69 160	15 796 763
	ИТОГО по главам 1-8	933 656	213 256 367
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты; 24,5%	228 746	52 247 810
9.2	Вахтовые надбавки; 4,4%	41 081	9 383 280
9.3	Северные надбавки; 2,98%	27 823	6 355 040
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Авиатранспорт	-	3 975 000
9.6	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.7	Бурение скважин на воду	-	870 000
9.8	Перевозка вахт до г. Томск	-	112 000
9.9	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого по главе 9	297 650	87 304 430
	ИТОГО по главам 1-9	1 231 306	281 242 604
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор; 0,2% от итога по главам 1-8	1 867	426 513
	Итого по главе 10	1 867	426 513
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты; 5% от итога по главам 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	60 789	13 884 706
	Итого по главе 11	60 789	13 884 706
	ИТОГО	1 293 962	295 553 823
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	295 553 823	
	НДС, 20%	59 110 765	
	ВСЕГО с учетом НДС	354 664 588	

Приложение Р
(обязательное)

Геолого-технический наряд на строительство скважины

Приложение С
(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну