

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 Ю ₁ ³⁻⁴) на нефтяном месторождении (Тюменская область)»

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

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Бажутин Даниил Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кащук Ирина Владимировна	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	-		

Томск – 2019 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 Ю.А. (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б5В	Бажутин Даниил Сергеевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Ю ₁ ³⁻⁴) на нефтяном месторождении (Тюменская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1020/с от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы	
---	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: - 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком 5. 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 6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 1100 метров / 800 метров 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2650 метров 8. Диаметр хвостовика: 127 мм 9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 10. Конструкция забоя (выбрать): зацементированный хвостовик 11. Способ освоения скважины: перфорация, ГРП При проводке ствола скважины под хвостовик – использование технологии «бурения на обсадных трубах»
Перечень подлежащих исследованию, проектированию	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

нию и разработке вопросов	
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, доцент
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Разработка рецептуры раствора хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения его ресурса	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

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	Бажутин Даниил Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Бажутин Даниил Сергеевич

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 ЕНВ; 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	
---	--

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Бажутин Даниил Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б5В	ФИО Бажутин Даниил Сергеевич
----------------	---------------------------------

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело /бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Буровая вышка на нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)</p> <p>Предназначенное для строительства наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком. Основная рабочая зона, стол ротора.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<ul style="list-style-type: none"> • СанПиН 2.2.4.3359-16; • СанПиН 2.2.4.548-96; • СНиП 23-05-95; • ГОСТ 12.1.003-83; • ГОСТ 12.1.012-90; • ГОСТ 12.1.012-90; • ГОСТ 12.1.029-80; • ГОСТ 13862-90; • ГОСТ 12.2.009-80; • ГОСТ 12.2.003-74; • ГОСТ 17.1.02-79; • ГОСТ 17.2.02-79; • ГОСТ 17.4.02-79; • ГОСТ 17.5.02-79; • ГОСТ 17.6.02-79.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • неудовлетворительные погодные условия; • неудовлетворительная освещённость; • повышенный шум и вибрации; • насекомые, животные.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); 	<p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • механический травматизм; • ядовитые вещества;

<ul style="list-style-type: none"> – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<ul style="list-style-type: none"> • электрический травматизм; • пожаро-взрывоопасность.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Бурение скважины сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> • загрязнением атмосферного воздуха; • нарушением гидрогеологического режима; • загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; • повреждением почвенно-растительного покрова.
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<ul style="list-style-type: none"> • анализ возможных чрезвычайных ситуаций; • мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары.
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p> <p>Нормативно-правовые акты в области обеспечения охраны труда и промышленной безопасности.</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

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	Бажутин Даниил Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 71 страницы, 22 таблицы, 11 рисунков, 44 литературных источника и 8 приложений.

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

Цель работы – проектирование технологических решений на строительство нефтяной эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Ю₁³⁻⁴) на нефтяном месторождении (Тюменская область)

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт Ю₁³⁻⁴) нефтяном месторождении, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны. Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

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

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и “БурСофтПроект”, графический материал выполнен в программе «Компас-3D V15» (представлены вместе с ВКР).

Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ЦГ – цементировочная головка;

ЦА – цементировочный агрегат;

СПО – спускоподъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ГИС – геофизические исследования;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

ПЦН – пробка цементировочная нижняя;

ГТН – геолого-технический наряд;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

БУ – буровая установка;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжелённая бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

СВП – система верхнего привода;

РУС – роторная управляемая система.

Оглавление

Введение.....	13
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛГОИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	14
1.1 Геологические условия бурения.....	14
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	14
1.3 Зоны возможных осложнений	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	16
2.1 Обоснование и расчёт профиля (траектории) скважины.....	16
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	18
2.2.2 Построение совмещённого графика давлений	19
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины спуска	21
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	22
2.2.5 Расчёт диаметров скважины и обсадных колонн	23
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	23
2.3 Проектирование процесса углубления скважины	24
2.3.1 Выбор способа бурения.....	24
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	25
2.3.3 Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	26
2.3.4 Расчёт частоты вращения долот.....	27
2.3.5 Выбор и обоснование забойного двигателя.....	28
2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны.....	29
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	31
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	34
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	34
2.4.1 Расчёт обсадных колонн	34
2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений	35
2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений.....	37
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	38
2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины	39
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	39

2.4.2.2	Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов	39
2.4.2.3	Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей	39
2.4.2.4	Гидравлический расчёт цементирования скважины.....	40
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	42
2.4.4	проектирование процессов освоения скважин	43
2.5	Выбор буровой установки.....	44
2.6	Совершенствование цементировочной техники.....	46
2.6.1	Совершенствование цементировочных агрегатов.....	46
2.6.2	Установка для цементирования скважин	46
2.6.3	Разработки в области цементировочных агрегатов	47
3	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	49
3.1	Оценка коммерческого потенциала инженерных решений	49
3.1.1	Потенциальные потребители проекта	49
3.1.2	SWOT-анализ	49
3.2	Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины	49
3.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины ...	49
3.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения.....	52
3.2.3	Линейный календарный график выполнения работ.....	52
3.3	Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины.....	53
3.4	Расчёт эффективности мероприятия по внедрению новой технологии.....	55
4	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	57
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	57
4.2	Производственная безопасность	57
4.3	Анализ вредных производственных факторов	58
4.3.1	Отклонение показателей микроклимата.....	58
4.3.2	Превышение уровня шума	59
4.3.3	Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	60
4.3.4	Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	60

4.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего).....	61
4.4.1 Электробезопасность.....	61
4.4.2 Пожаровзрывобезопасность.....	61
4.5 Охрана окружающей среды	62
4.6 Защита в чрезвычайных ситуациях	64
4.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	65
4.8 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	66
Заключение	67
Список использованных источников	68
Приложение А	72
Приложение Б.....	78
Приложение В	81
Приложение Г	86
Приложение Д	89
Приложение Е.....	93
Приложение Ж.....	99
Приложение И	107

Введение

В настоящее время невозможно представить экономику Российской Федерации без нефтегазовой отрасли. Доходы от добычи с последующей продажей углеводородов составляет весомую часть бюджета нашей страны.

Одним из самых сложных и ответственных этапов разработки любого месторождения углеводородов является строительство скважин, успешное решение этой задачи значительно облегчает последующие работы. Этот факт является весомой причиной для внедрения прогрессивных методов и инновационных технологий при бурении.

Целью выпускной квалификационной работы является поиск технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтяном месторождении Тюменской области.

Работа содержит данные о стратиграфическом строении разреза скважины, кроме того, описаны технологические процессы режима бурения и заканчивания, описано используемое оборудование.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство эксплуатационной скважины на нефть. Проект включает в себя решения во всех основных сферах проектирования: технологической, обслуживающей, безопасности труда, охраны окружающей среды и экономической.

В специальной части представлены патенты, а также совершенствования в области цементирующей техники. Актуальность темы определяется недостатками в существующих цементирующих агрегатах, таких как недостаточная гидравлическая мощность, невысокая работоспособность отдельных узлов (клапанов, поршней и цилиндрических втулок, уплотнений и т. д.), высокая неравномерность давления, ненадежная работа запорной арматуры и гибкого металлического шланга, непригодность к работе при низких температурах, невысокая проходимость шасси автомобиля и некоторые другие.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛГОИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, давление и температура по разрезу скважины, литологическая характеристика по разрезу скважины представлены в таблицах А.1, А.2, А.3, А.4 приложения А.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеносности, газоносности и водоносности месторождения представлены в таблицах Б.1, Б.2, Б.3 приложения Б.

Разрез представлен тридцатью шестью нефтеносными и четырьмя водоносными пластами. Проектирование скважины производится для эксплуатации нефтеносного интервала 2693–2698 м. Конструкция скважины проектируется таким образом, что неизбежно вскрытие только трёх водоносных горизонтов в процессе бурения.

1.3 Зоны возможных осложнений

Данные о возможных видах осложнений представлены в таблице В.1 приложения В. В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения.

В интервалах 0–940 м, 2240–2360 м и 2680–2768 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины, а на интервалах 0–630 м, 2360–2500 м и 2680–2768 м прихватоопасные зоны. Рекомендуется в данном интервале спроектировать буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин, а также в состав бурового раствора включить высокоэффективные смазочные добавки.

В интервалах 0–250 м, 940–1720 м, 2360–2500 м и 2680–2768 м ожидаются поглощения бурового раствора с потерей его свойств. Согласно геолого-техни-

ческими условиям, предполагаемые осложнения не требуют проведения дополнительных мероприятий по их ликвидации, поэтому достаточно поддерживать свойства бурового раствора в запроектированном диапазоне.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчёт профиля (траектории) скважины

Проектирование профиля скважины заключается в выборе типа профиля, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола и в расчете профиля, включающем расчет длин, глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

Расчет производится для следующих условий:

- отход / длина горизонтального участка ствола: 1100 метров / 800 метров;
- глубина спуска эксплуатационной колонны: 2650 метров;

Скважина данного случая является наклонно-направленным с горизонтальным участком ствола. Подобные скважины имеют следующие преимущества [2]:

- снижение общего количества скважин;
- повышение степени извлечения углеводородов за счет более интенсивного перетока флюидов и оптимальной системы разработки месторождения;
- повышение дебита скважин за счет увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования;
- снижение удельных капитальных вложений на тонну добываемой нефти.

Вид профиля выбирается с учётом опыта уже пробуренных скважин на данном месторождении. Кроме того, подобный профиль является наиболее типичным и простым с точки зрения реализации для условий Западной Сибири. Проектируемый профиль скважины с горизонтальным участком и его схема конструкции представлены на рисунках Г.1 и Г.2 и приведены в таблице Г.1 приложения Г.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Обоснование конструкции скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Обоснование конструкции скважины

Наименование колонн	Диаметр колонн, мм	Глубина спуска колонн по вертикали (по стволу), м	Назначение обсадных колонн, обоснование выбора секционности, глубина спуска колонны и способа цементирования
1	2	3	4
Направление	323,9	50 (50)	Для предотвращения размыва устья, поглощения бурового раствора с потерей циркуляции при бурении под кондуктор, а также для перекрытия водонасыщенных песков и песчаников, в конструкции скважины предусмотрена установка направления. Направление спускается на глубину 50 м, комплектуется обсадными трубами диаметром 323,9 мм с резьбовыми соединениями ОТТМ. Оснастка направления включает направляющий башмак, центрирующие фонари и обратный клапан типа ЦКОД. Цементирование осуществляется до устья одной порцией тампонажного раствора с применением цемента для умеренных температур (ПЦТ-II-150).
Кондуктор	244,5	900 (917)	С целью перекрытия неустойчивых пород верхних интервалов разреза, а также для предотвращения осложнений при бурении под эксплуатационную колонну, связанных с кавернообразованием, сужением ствола за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола, глубина спуска кондуктора принимается 900 м (917 м по стволу). Колонна комплектуется обсадными трубами диаметром 244,5 мм с резьбовыми соединениями ОТТМ. Оснастка кондуктора включает направляющий башмак, центрирующие фонари и обратный клапан типа ЦКОД. Цементируется до устья одной порцией тампонажного раствора. На кондуктор устанавливается ПВО.

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Эксплуатационная колонна	177,8	2650 (2883)	Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2650 м (2883 м по стволу). Цементирование колонны осуществляется одноступенчатым способом двумя порциями тампонажного раствора с подъёмом выше башмака кондуктора на 150 м. Комплектуется обсадными трубами диаметром 177,8 мм с резьбовыми соединениями ОТТМ. Оснастка эксплуатационной колонны включает направляющий башмак, обратный клапан типа ЦКОДУ, центрирующие фонари, муфту ступенчатого цементирования.
Хвостовик	127	2696 (3804)	Хвостовик устанавливается в интервале 2650–2696 м (2808–3804 м по стволу). Комплектуется обсадными трубами диаметром 127 мм с резьбовыми соединениями ОТТМ. Цементирование хвостовика осуществляется одной порцией тампонажного раствора по всей длине.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Для нашей скважины выбираем конструкцию с зацементированным хвостовиком, так как это указано в ТЗ.

Указанный способ заканчивания позволит предотвратить обрушение стенок скважины (рисунок 1)

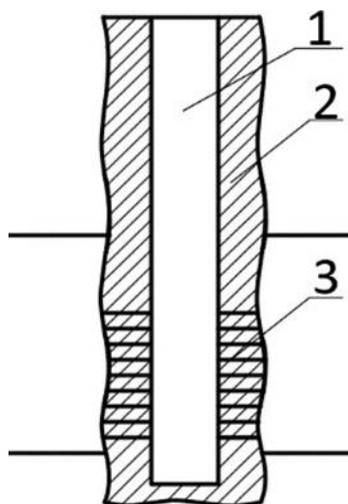


Рисунок 1 – Конструкция закрытого забоя

1 - обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорированное отверстие

2.2.2 Построение совмещённого графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Градиент давлений есть изменение давления, отнесенное к единице глубины.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. На рисунке 2 представлен совмещенный график давлений, построенный по геологическим данным данного месторождения.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Необходимое условие $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$ выполняется. Значения минимального градиента давления столба бурового раствора для каждого интервала с разными значениями градиента пластового давления рассчитываются по формуле 1:

$$GradP_{бр} = (1 + k) \cdot GradP_{гр} \quad (1)$$

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

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), но не более 1,5 МПа, на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$), но не более 2,5–3 МПа.

Спуск технической колонны не требуется.

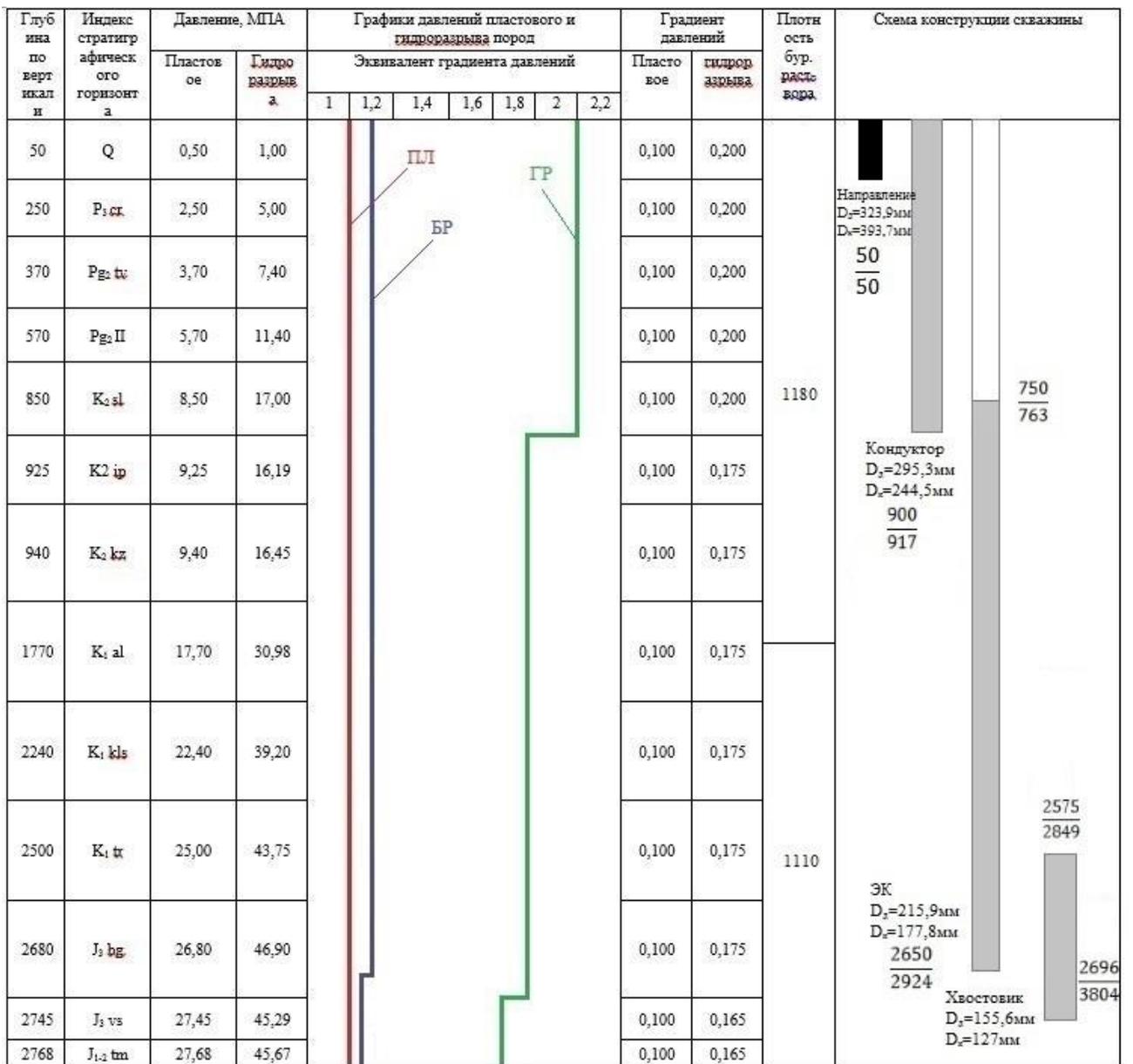


Рисунок 2 – График совмещенного давления

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины спуска

Определим число обсадных колонн и глубин их спуска. С учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 метров примем глубину спуска направления 50 метров.

Для нефтяной скважины минимальная глубина спуска кондуктора находится исходя из условия недопущения гидроразрыва горных пород под его башмаком при закрытии устья скважины в случае флюидопроявления определяется по формуле 2:

$$h \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot H \cdot \gamma_{\phi}}{gradP_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_{\phi}}, \quad (2)$$

где, $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

H – глубина скважины, м;

γ_{ϕ} – плотность пластового флюида, г/см³;

$gradP_{гр}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки кондуктора, МПа/м.

В данном месторождении в разрезе скважины несколько продуктивных пластов глубина кондуктора рассчитывается с учетом каждого. Исходя из полученных значений выбирается наибольшее значение. Также следует помнить, что при расчете глубины спуска кондуктора необходимо предусматривать требуемый коэффициент запаса по давлению, равный 1,08–1,1. В разрезе данной скважины существуют 36 нефтяных пласта, но для расчёта используется 4, так как изменяется только глубина их залегания в меньшую сторону, а градиент давления не изменяется, следовательно не имеет смысла расчёт остальных нефтеносных пластов. Исходные данные и расчет кондуктора представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчет кондуктора скважины

Наименование пласта	К1Б12	К1Б12 ¹	К1Б13	Ю1 ³⁻⁴
Глубина кровли продуктивного пласта $L_{кр}$, м	2425	2497	2528	2693
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта $\Gamma_{пл}$, кгс/см ² /м	0,1	0,1	0,1	0,1
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине кондуктора $\Gamma_{грп}$, кгс/см ² /м	0,175	0,175	0,165	0,165
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	731	731	731	738
Расчётные значения				
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	242,5	249,7	252,8	269,3
Минимальная глубина спуска кондуктора $L_{конд\ min}$, м	730	750	830	875
Минимальный запас	1,10	1,10	1,08	1,09
Принимаемая глубина спуска кондуктора, м	900			

С целью максимального перекрытия кондуктором неустойчивого интервала разреза, а также для разобщения водонапорных горизонтов, примем глубину спуска кондуктора 900 м.

Глубина спуска эксплуатационной колонны задана техническим заданием и составляет 2650 м. Глубина проектного забоя скважины составляет 2696 м, согласно техническому заданию хвостовик диаметром 127 мм.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

- направление цементируется на всю длину: 0 – 50 м;
- кондуктор цементируется на всю длину: 0 – 917 м;
- эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 150 м: 767 – 2883 м;
- хвостовик цементируется с учетом перекрытия башмака эксплуатационной колонны не менее чем на 75 м: 2808 – 3804 м.

2.2.5 Расчёт диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн осуществляется снизу вверх. В соответствии с техническим заданием, диаметр хвостовика принимаем равным 127 мм.

Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты проектирования профиля скважины

Название колонны	Глубина спуска, м		Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	50	50	0–70	0–50	323,9	393,7
Кондуктор	900	917	0–900	0–917	244,5	295,3
ЭК	2650	2883	763–2650	767–2883	177,8	215,9
Хвостовик	2696	3804	2594–2696	2808–3804	127	123,8

Схема конструкции скважины представлена на рисунке Г.2 приложения Г.

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{МУ}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле (3):

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} \quad (3)$$

где, $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м³;

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

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Определяем максимальное давление опрессовки, которое должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов. Расчеты представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Расчет давления опрессовки колонны

Наименование параметра	Нефтеносный пласт			
	К _{1Б12}	К _{1Б12} ¹	К _{1Б13}	Ю ₁ ³⁻⁴
Глубина залегания кровли пласта, м	2425	2497	2528	2693
Градиент пластового давления, кгс/см ² /м	0,1	0,1	0,1	0,1
Плотность нефти, кг/м ³	731	731	731	738
Пластовое давление в кровле пласта, кгс/см ²	242,5	249,7	252,8	269,3
Пластовое давление в кровле пласта, МПа	23,8	24,5	24,8	26,4
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	6,88	7,08	7,17	7,45
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	7,57	7,79	7,89	8,20
Давление опрессовки колонны, МПа	8,32	8,57	8,68	9,02

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно давлению опрессовки колонны: ОК01-21-178x245 ХЛ.

Принимается пятая схема противовыбросового оборудования – ОП5-230/80x21, ГОСТ 13862-90, с рабочим давлением 21 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 230 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм.

2.3 Проектирование процесса углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

На основании исходных данных для проводки проектируемой скважины наиболее подходящими является бурение на силовом верхнем приводе с применением ВЗД.

Для бурения направления следует использовать роторный способ бурения, так как колонна на этом интервале имеет небольшой вес и можно достаточно легко поддерживать высокие скорости вращения ротора, а, следовательно, и механическую скорость бурения. Для бурения под кондуктор планируется использовать ВЗД, так как в этом интервале проектируется набор зенитного угла. Кроме того, использование ВЗД обеспечит высокие скорости вращения долота и

высокие темпы проходки данного интервала. При бурении под эксплуатационную колонну проектируется применение ВЗД и СВП, так как в этом интервале будет интенсивный набор угла (до 90 градусов). Для бурения хвостовика проектируется применение СВП совместно с РУС для предотвращения дифференциальных прихватов буровой колонны и точной проводки ствола скважины по продуктивному пласту.

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Под направление выбирается долото III 393,7 М-ЦГВ (ОАО «Волгабурмаш») Долото предназначено для бурения мягких пород.

Для бурения интервала под кондуктор используется долото компании «Буринтех» БИТ 295,3 ВТ 516. Долото предназначено для бурения в мягких и средних абразивных породах категории I-III с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну используется долото компании «Буринтех» БИТ 215,9 ВТ 613 Т. Долото предназначено для бурения в средних и твердых абразивных породах категории II-V с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации. Оснащено резцами повышенной стойкости.

Для бурения интервала под хвостовик используется долото компании «Буринтех» БИТ 123,8 ВТ 610 Т. Долото предназначено для бурения в средних породах категории III-VI с набором угла в составе управляемых компоновок и на участках стабилизации, а также позволит применить технологию TDDirect LD от компании «Schlumberger». Оснащено резцами повышенной стойкости.

Применяемые долота для бурения скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0–50	50–917	917–2883	2883–3804
Шифр долота		393,7 (15 1/2) STD221	БИТ 295,3 ВТ 516	БИТ 215,9 ВТ 613 Т	БИТ 123,8 ВТ 610 Т
Тип долота		Шарошечное долото	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		395,3	295,3	215,9	123,8
Тип горных пород		МЗ	М	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3–117	3–117	3-76
	API	6 5/8 FH	4 ¹ / ₂ Reg	4 ¹ / ₂ Reg	2 ⁷ / ₈ Reg
Длина, м		0,4	0,39	0,38	0,23
Масса, кг		170,0	87,0	45,6	29,6
G, т Рекомендуемая		3-8	5-12	5-12	2-8
G, т Предельная		14	10	10	8
n, об/мин Рекомендуемая		40-60	100-140	140-180	60-200
n, об/мин проектная		60	130	120	100
Калибратор		–	КП-295,3 СТ	КС-215,9 СТ	–

2.3.3 Расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется минимальная осевая нагрузка, поскольку она достаточна для создания усилия разрушения горной породы, но при этом не вызовет износа опор долота. Для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну осевые нагрузки согласно методике для бурения в мягких и средних породах выбираются максимально возможные. Для бурения интервала под хвостовик выбирается согласно методике максимальная нагрузка, однако на интервалах бурения хвостовика и наличия интервалов набора угла и наклонного участка стабилизации, располагающиеся на участках подверженных кавернообразованию, осевая нагрузка выбрана минимальной. Кавернообразование негативно влияет на очистку забоя от выбуренной породы, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с бурильными трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки бурильных труб приходится уменьшать нагрузку на долото.

Данные по проектированию осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–50	50–917	917–2883	2883–3804
Исходные данные				
D_d , см	393,9	295,3	215,9	155,6
$G_{пред}$, кН	353	98	98	78,4
Результаты проектирования				
$G_{доп}$, кН	282,4	78,4	78,4	62,72
$G_{проект}$, кН	29,4	78,4	78,4	49

2.3.4 Расчёт частоты вращения долот

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения (0–50 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что для бурения мягких четвертичных отложений со значительной периферийной зоной долота достигается достаточная эффективность разрушения горных пород при выбранной частоте вращения. Касательно интервалов бурения под кондуктор (50–917 м), эксплуатационную колонну (917–2883 м) и хвостовик (2883–3804 м) меньшие значения частоты вращения выбраны из-за возможности бурового инструмента. Расчёты были произведены в программе «Excel»

Результаты расчета частоты вращения долота по интервалам горных пород представлены в таблице 7

Таблица 7 – Результаты расчёта частоты вращения долот по интервалам бурения

Интервал	0–50	50–917	917–2883	2883–3804
1	2	3	4	5
Исходные данные				
V_d , м/с	3	1,5	1,5	1,5
D_d	м	0,3939	0,2953	0,2159
	мм	393,9	295,3	215,9
τ , мс	6	-	-	-
z	24	-	-	-
α	0,8	-	-	-

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин	145	97	133	184
n ₂ , об/мин	293	-	-	-
n ₃ , об/мин	708	-	-	-
n _{стат} , об/мин	60	140	120	100
n _{проект} , об/мин	60	130	120	100

2.3.5 Выбор и обоснование забойного двигателя

Для интервала бурения под кондуктор (50–917 м) выбирается винтовой забойный двигатель ДР-240.3000.78, отвечающий требованиям по совместимости с долотом и способный обеспечить необходимый набор угла. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-178.5000.78, который позволяет бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, а также способен обеспечивать высокий рабочий момент на долоте при бурении средних по твердости горных пород. Для интервала бурения под хвостовик выбирается роторная управляемая система Power Drive 475 X6 Stabilized CC. Применение РУС позволит осуществить набор зенитного угла до 90 градусов и произвести направленное бурение на обсадных трубах по технологии «TDDirect LD» от компании «Schlumberger».

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты проектирования параметров забойного двигателя

Интервал		0–50	50–917	917–2883	2883–3804
Исходные данные					
D _д	м	-	0,2953	0,2159	0,1238
	мм	-	295,3	215,9	123,8
G _{ос} , кН		-	49	49	29,4
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		-	262,8–295,3	172,7–194,3	111,4–99,04
M _р , Н*м		-	1957,51	1450,55	662,86
M _о , Н*м		-	147,65	107,95	77,8
M _{уд} , Н*м/кН		-	36,9	27,4	19,9

Техническая характеристика запроектированных забойных двигателей представлена в таблице 9.

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-240.3000.78	50–917	240	6,9	1875	30–50	85–150	12	140
ДР-178.5000.78	917–2883	178	8,29	1225	19–38	85–170	15	200
Powerdrive 475 X6	2883–3804	120,6	15,42	3262	6,3–24	220	20	220

2.3.6 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

Результаты проектирования бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну в основном стволе представлены в таблице 9.

Результаты расчета УБТ для интервалов бурения под направление, кондуктор, эксплуатационную колонну, пилотный ствол и хвостовик приведены в таблице 10. Расчеты на прочность проводились в программном обеспечении «БурСофтПроект» (Приложение К).

Таблица 10 – Проектирование бурильной колонны для интервалов бурения

Направление	Бурильные трубы				
	№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
	1	ТБПК-127x9,19 Р	127	32	1049
УБТ	УБТ				
	№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
	1	УБТ 203-100	203	16	3072
Кондуктор	Бурильные трубы				
	№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
	1	ТБПК-127x9,19 Р	127	870	29140
	УБТ				
	№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
	1	УБТ 203x100	203	16	3072
2	УБТ 178x80	178	44	6864	

Продолжение таблицы 10

Эксплуатационная колонна	Бурильные трубы				
	№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
	1	ТБПК-127х9,19 Р	127	2809	94027
	ТБТ				
	№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ-127	127	140	10234	
Хвостовик	Бурильные трубы				
	№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
	1	ТБПН 89х11 М	89	800	20024
	2	ТБПН 89х11 М	89	2863	71671
	ТБТ				
	№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ-89	89	132	5016	

Буровая установка оснащается системой верхнего привода, по этой причине в бурильную колонну не включаются ведущая труба, шаровый кран.

Для интервала под направление проектируется такая компоновка, обеспечивающая требуемую осевую нагрузку без разгрузки веса на забой труб бурильной колонны.

Для интервала под кондуктор проектируется использование ДР-240.3000.78 (двигатель с регулируемым углом, с переливным клапаном в корпусе двигателя) и телесистемой MWD SlimPulse, в теле немагнитной трубы НУБТ-172-83 ввиду наличия искусственного искривления(набора угла) для контроля параметров бурения. Наличие обратного клапана предотвращает зашламования промывочных каналов телесистемы. Переливной клапан нужен для заполнения и опорожнения бурильной колонны при спуско-подъемных операциях, для уменьшения гидродинамических воздействий на ствол скважины и предотвращения холостого вращения ВЗД. Требуемая осевая нагрузка создается УБТ-203х90.

Для интервала под эксплуатационную колонну проектируется использование ДР-178.5000.78 (двигатель с регулируемым углом, с переливным клапаном в корпусе двигателя) и телесистемой MWD SlimPulse, в теле немагнитной трубы НУБТ-172-83 ввиду наличия участков набора угла. Наличие обратного клапана предотвращает зашламования промывочных каналов телесистемы. Требуемая

осевая нагрузка создается бурильными толстостенными трубами ТБТ-127. Данные трубы имеют двойное назначение: помимо осевой нагрузки они придают жесткость колонне для применения ясса, в случае необходимости. Включение УБТ в КНБК не рационально, так как осевая нагрузка, создаваемая весом ТБТ, достаточна. Проектируется установка ТБТ выше долота на 330 м, так как при увеличении зенитного угла, осевая нагрузка на долото, создаваемая весом ТБТ, уменьшается.

Для интервала под хвостовик проектируется использование РУС PowerDrive 475 X6, телеметрической системы МАК-01 в теле немагнитной трубы НУБТ-105-61,5. Наличие обратного клапана КОБ-120 предотвращает зашламования промывочных каналов телесистемы. Требуемая осевая нагрузка создается бурильными толстостенными трубами ТБТ-89. Помимо осевой нагрузки трубы ТБТ-89 придают жесткость колонне для использования ясса. Проектируется установка ТБТ, ясса ЯГБ-114, так как при увеличении зенитного угла, осевая нагрузка на долото, создаваемая весом ТБТ уменьшается.

Результаты проектирования КНБК по интервалам бурения представлены в таблице Д.1 приложения Д [4].

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны нижеописанные типы буровых растворов: под направление – бентонитовый; под кондуктор – полимер-глинистый; под эксплуатационную колонну – полимер-глинистый; под хвостовик и вскрытие продуктивного пласта – раствор на углеводородной основе (РУО) [5]. В таблице 11 представлен компонентный состав бурового раствора под каждый интервал.

Таблица 11 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	Бентонитовый: Техническая вода, «M-I GEL SUPREME», NaOH, Na ₂ CO ₃ , «THINSMART», Барит
50	917	Полимер-глинистый: Техническая вода, «M-I GEL SUPREME», NaOH, Na ₂ CO ₃ , «POLYPAC R», «POLYPAC UL», «LUBE-945», Барит
917	2883	Полимер-глинистый: Техническая вода, «M-I GEL SUPREME», NaOH, Na ₂ CO ₃ , «POLYPAC R», «POLYPAC UL», «LUBE-945», Барит
2883	3804	Раствор на углеводородной основе (PYO): Дизельное топливо, Ca(OH) ₂ , «MEGAMUL», «ENVIROTREAT», «VERSAMOD», «ENVIROTREAT», «VERSAGEL HT», мраморная крошка

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов под каждый интервал представлены соответственно в таблицах Е.1 и Е.2 приложения Е.

Данные по проектированию расходов бурового раствора по интервалам были рассчитаны в программе «Excel» и представлены в таблице 12. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице Е.3 в приложении Е.

Таблица 12– Проектирование расходов бурового раствора

Интервал	0–50	50–917	917–2883	2883–3804
1	2	3	4	5
Исходные данные				
D _д , м	0,3939	0,2953	0,2159	0,1238
K	0,6	0,6	0,4	0,4
K _к	1,3	1,6	1,45	1,1
V _{кр} , м/с	0,15	0,15	0,1	0,1
V _м , м/ч	40	30	15	10
d _{бт} , м	0,127	0,127	0,127	0,089
d _{мах} , м	0,203	0,203	0,178	0,127
d _{нмах} , м	0,0175	0,0143	0,0071	0,0053
n	6	5	8	5
V _{кпмин} , м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
V _{кпмах} , м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
ρ _{см} – ρ _р , г/см ³	20	20	20	20
ρ _р , г/см ³	1,12	1,12	1,12	1,06
ρ _п , г/см ³	2,25	2,3	2,35	2,4

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5
Результаты проектирования				
Q ₁ , л/с	73	41	15	8
Q ₂ , л/с	69	32	9	4
Q ₃ , л/с	164	100	42	15
Q ₄ , л/с	73	48	20	7
Q ₅ , л/с	62	42	33	16
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	73–164	48–100	33–42	8-15
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	78	56	35	15

Для всех интервалов бурения запроектированные значения расхода бурового раствора выбираются исходя из расчётов на эффективную очистку забоя скважины, обеспечение выноса шлама на поверхность, проверку условий на размыв стенок скважины и предотвращения прихватов и устойчивости работы гидравлического забойного двигателя. Самыми критическими из всех вышперечисленных расчётов являются значение расхода, при котором происходит размыв стенок скважины, поэтому этот расчёт выбирается как верхний предел допустимых значений, а нижний, в свою очередь, должен выбираться из условия оптимального расхода, который обеспечит лучшую очистку забоя скважины и устойчивую работу ВЗД.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, скомпонованная преимущественно из импортного оборудования, способного обеспечить наилучшую очистку раствора от шлама. Схема очистки бурового раствора приведена на рисунке 3.

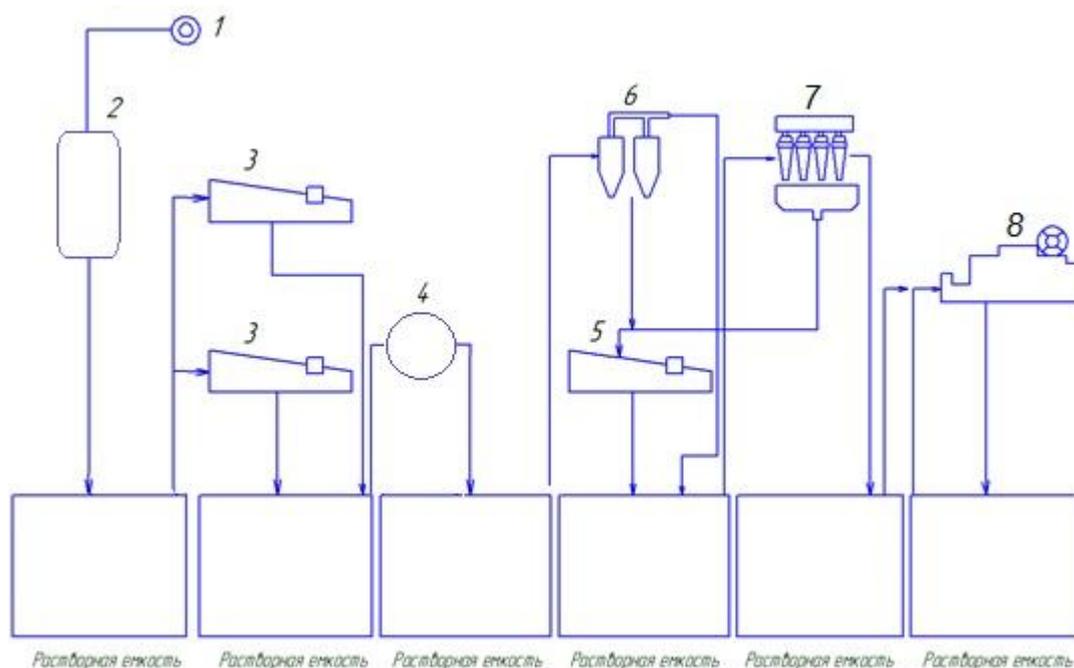


Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора:

Рисунок 3 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – газожидкостный сепаратор СЦВ; 3 – вибросито ЛВС-1; 4 – вакуумный дегазатор НВ-240; 5 – вибросито ВС-1; 6 – пескоотделитель ГП-60/300; 7 – илоотделитель ИГ-45; 8 – центрифуга ОГШ-50

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Для обеспечения требуемого расхода бурового раствора проектируем трехпоршневые насосы УНБТ-950. Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофт-Проект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах Е.4, Е.5, Е.6 приложения Е соответственно.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчёт обсадных колонн

Исходные данные для расчета представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обь}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	738	Глубина скважины, м	2650
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	750	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	940
Высота цементного стакана $h_{см}$, м	10	Динамический уровень скважины h_d , м	2883

2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Excel» и представлены в таблице 15. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 4. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность.

Таблица 15 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	750	1710	2640	2650
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0,368	4,13	11,6	11,6
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтяной скважины, МПа	0	7,71	17,6	30	30

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением и внутренним, действующим внутри обсадной колонны. Эпюры наружных избыточных давлений представлены на рисунке 5.

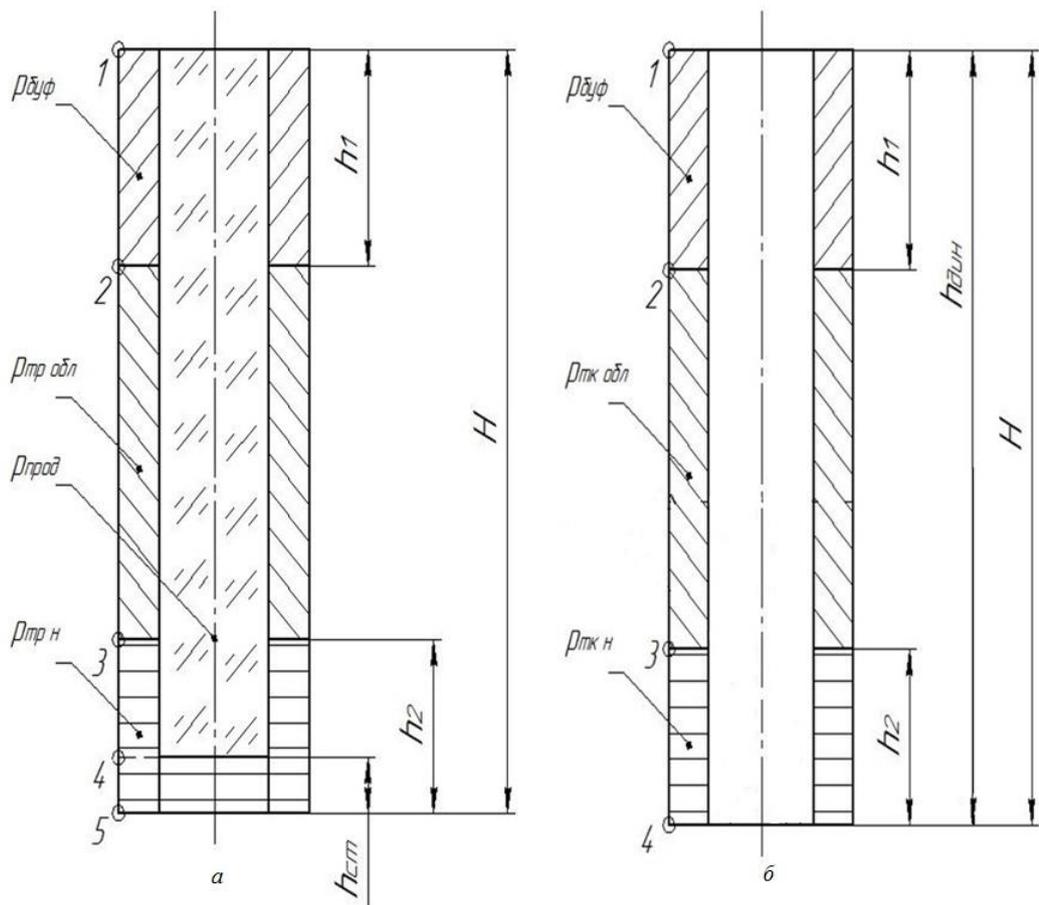


Рисунок 4 – Схемы расположения жидкостей в скважине:
 а – в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении; б – в конце эксплуатации нефтяной скважины

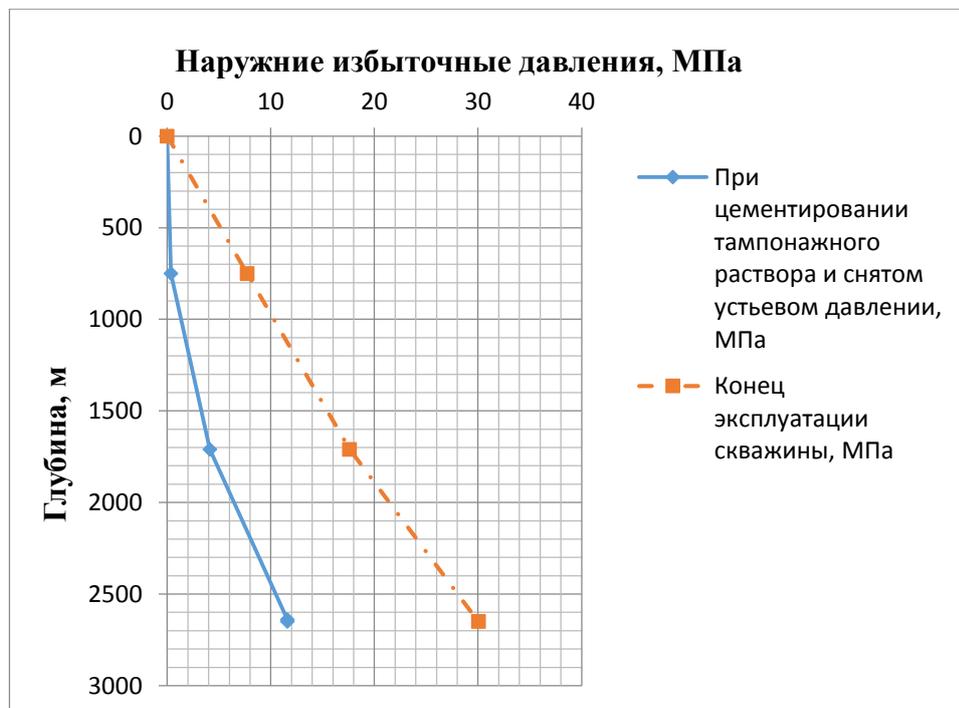


Рисунок 5 – Эпюры наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 6. Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 7.

При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Excel» и представлены в таблице 16

Таблица 16 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления.

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	750	1710	2650
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	20,70	20,34	16,57	9,1
избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	9	5,35	4,85	1,63

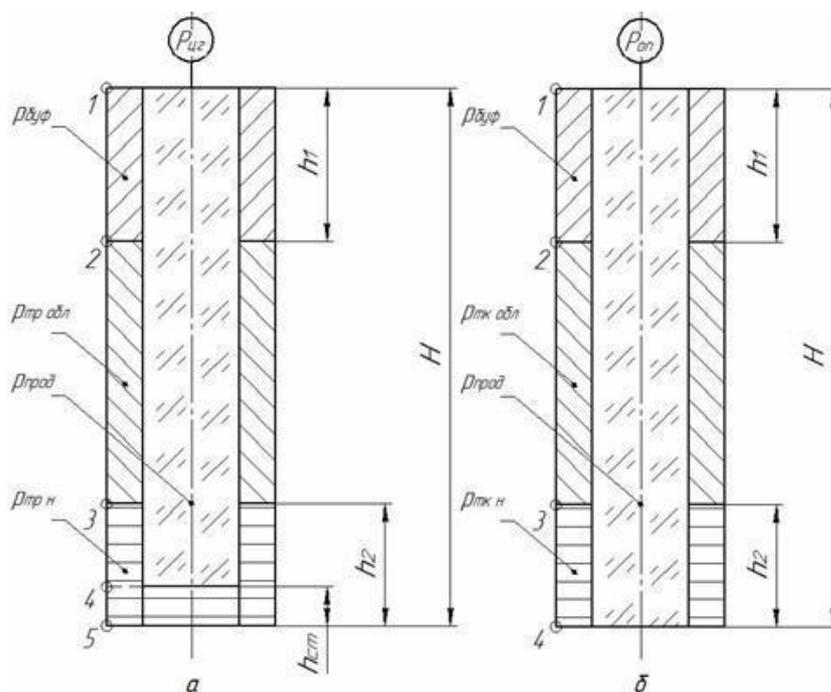


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в скважине: а – в конце продавки тампонажного раствора; б – при опрессовке обсадной колонны

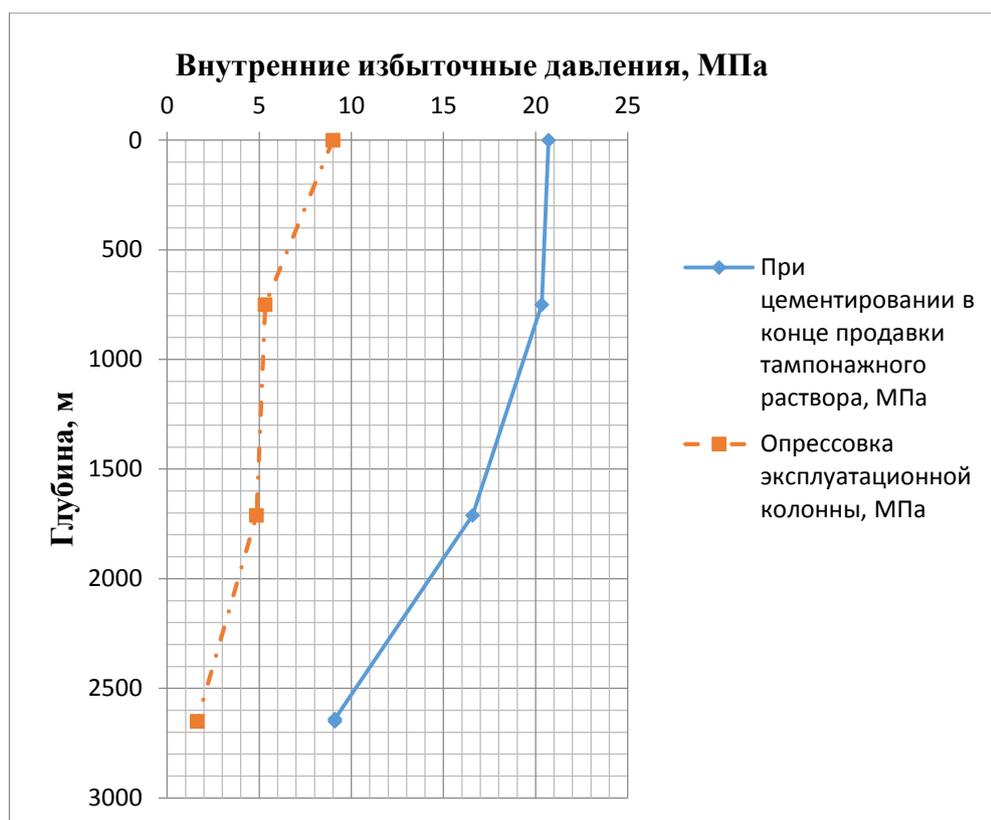


Рисунок 7 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10,0	50	120	6000	6000	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	917	47	43099	43099	0-900
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Е	9,2	554	39	21606	102189	2883-2329
2	ОТТМ	Е	8,1	2329	34,6	80583		2329-0
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	6,4	921	19,6	18051	18051	2883-3804

2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 6:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (6)$$

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

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

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Посчитав получаем, что 37,97 МПа < 46,9 МПа – условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ – П – 150 с водоцементным отношением $m_n = 0,45$.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ – Ш – Об (4-6) – 100 с водоцементным отношением $m_{обл} = 1,2$.

Результаты расчета объемов тампонажных растворов количества компонентов, формирующих их, приведены в таблице 18.

2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

Согласно РД 39-00147001-767-2000 [37] для применения на данной скважине в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор с добавлением буферного порошка модифицированного МБП-СМ (обла-

дает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) плотностью 1100 кг/м³. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м³.

В таблице 18 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 18 – Количество составных компонентов тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
Буферная жидкость	11,24	1050	11,14	МБП-МВ	201,33
				МБП-СМ	129,43
Облегченный тампонажный раствор	40,57	1400	24,85	ПЦТ-Ш-Об(4-6)-100	27112
				НТФ	16,6
Тампонажный раствор нормальной плотности	20,06	1820	64,62	ПЦТ-П-150	26436
				НТФ	8,22
Продавочная жидкость	64,75	1030	64,75	Техническая вода	121,05

2.4.2.4 Гидравлический расчёт цементирование скважины

В соответствии с выбором цементирующей техники и проведенными расчетами ее количества разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования. Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементирующих агрегатов. Приготовление тампонажных растворов производится с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирование скважины. При этом схема обвязки, установленная техническим заданием, с применением смесительных установок и гидворонки. Схема обвязки представлена на рисунке 8.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси по формуле (7):

$$m = G_{\text{сух}}/G_{\text{б}} . \quad (7)$$

Для тампонажного раствора нормальной плотности:

$$m = \frac{24,75}{10} = 2,475 .$$

Для облегченного тампонажного раствора:

$$m = \frac{26,44}{13} = 2,03 .$$

Количество цементировочных агрегатов, участвующих в приготовлении тампонажного раствора используется как один агрегат на две и более цементосмесительные машины. Что соответственно составляет 1 машина на 3 цементосмесительных машины и 1 машина на 2 цементосмесительных машины.

Проектируем 2 осреднительных установок типа УСО-20, так как нам необходимо приготовить больше 10 м³ «тяжелого» тампонажного раствора.

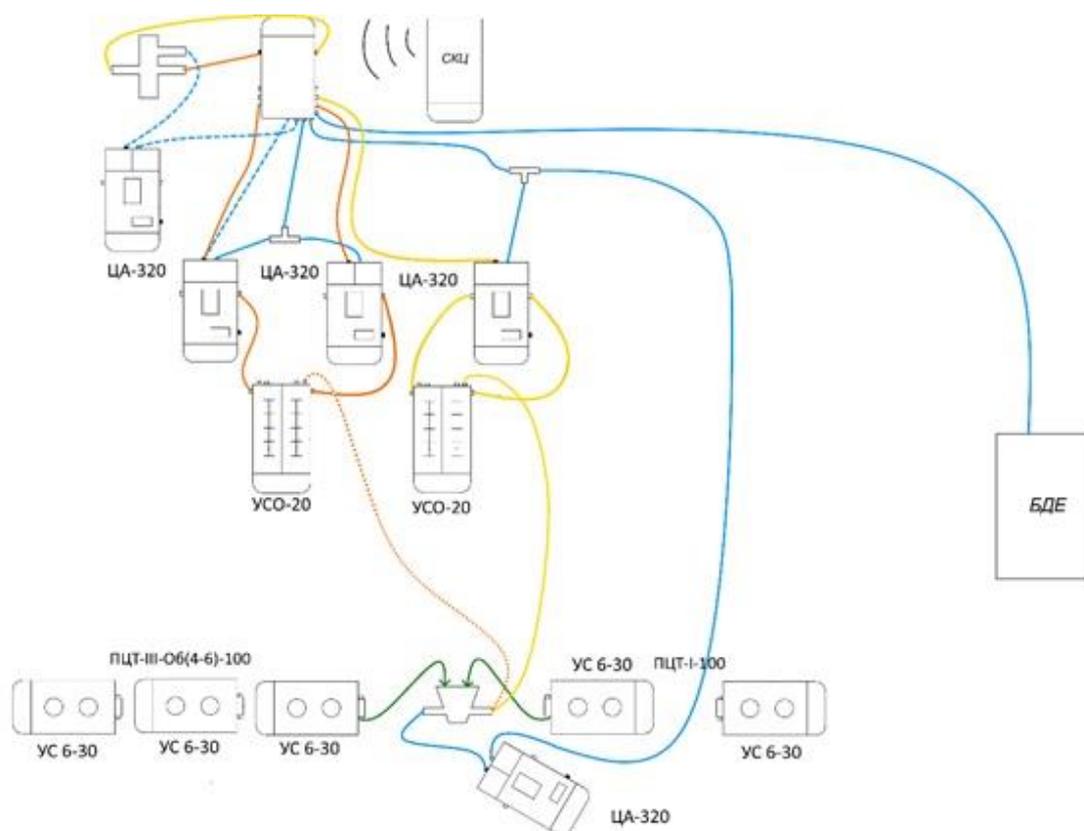


Рисунок 8 – Схема обвязки цементировочной техники с применением гидроронки и цементировочных агрегатов

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования колонн принимается следующая технологическая оснастка и интервалы их установки представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Интервалы установки и количество применяемых элементов технологической оснастки обсадных колонн

Наименование колонны	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦКОДМ-324 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	40	40	1	1
	ПРП-Ц-В 324 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	40	40	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-324 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	917	917	1	1
	ЦКОДМ-245 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	907	907	1	1
	ЦПЦ 245/324 («ЗЭРС»)	0	50	4	4
	ЦПЦ 245/295 («ЗЭРС»)	50	917	36	36
	ПРП-Ц-В 245 («Краснодарский завод Нефтемаш»)	907	907	1	1

Продолжение таблицы 19

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 178 мм	БКОК-178 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	2883	2883	1	1
	ЦКОДУ-178 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	2873	2873	1	1
	ЦПЦ 178/245 («ЗЭРС»)	0	917	25	25
	ЦПЦ 178/216 («ЗЭРС»)	917	2883	131	131
	ЦТГ 178/216 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	1820	2883	144	144
	ПРП-Ц-В 178 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	2873	2873	1	1
	ПРП-Ц-Н 178 ("Краснодарский завод Нефтемаш")	2883	2883	1	1
Хвостовик, 127 мм	Посадочный nipple PLN («Schlumberger»)	3794	3794	1	1
	Центратор с твёрдосплавным покрытием («Schlumberger»)	2808	3804	53	53
	Продавочная пробка PDDP («Schlumberger»)	3794	3794	1	1

2.4.4 проектирование процессов освоения скважин

Согласно геологическому строению интервала продуктивного пласта, сложенного палеозойскими отложениями, рыхлыми и слабо сцементированными, проектируется использование пулевой перфорации как метода вторичного вскрытия продуктивного пласта.

В таблице 20 отражены технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из плотности перфорации, количества одновременно спускаемых зарядов и мощности перфорируемого объекта.

Проектируемая скважина с зенитным углом более 60°, поэтому необходимо предусмотреть спуск перфорационной системы на колонне НКТ.

Таблица 20 – Технические характеристики перфорационной системы

Мощность перфорируемого объекта, м	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество одновременно спускаемых зарядов	Количество спусков перфоратора
921	Кумулятивная	ORION 102КЛ	20	18420	1

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 4000/ 250 ЭК-БМЧ.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	127,9	[G _{кр}] / Q _{бк}	0,52
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	141,6	[G _{кр}] / Q _{об}	0,57
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	168,6	[G _{кр}] / Q _{пр}	0,67
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	250		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т (Q _{влб})	240	K _{по} = P _о / P _{бо} (K _{по} >1,25)	1,33
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	119,7		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	141,6		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{бо})	36		

Продолжение таблицы 21

Расчет режимов СПО		
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН
1	39	208,95
2	56	300,03
3	39	208,95
4	26	139,3

Буровая установка оснащена системой верхнего привода (СВП) производства «Уралмаш-Буровое оборудование» СВП-300 ЭЧР.

Технические характеристики СВП представлены в таблице 22 [11].

Таблица 22 – Технические характеристики СВП

Наименование	Тип	Грузоподъёмность	Привод	Максимальный крутящий момент, Н*м (кг*м)
СВП-300 ЭЧР	ВСП	300	Электрический	54000 (5500)

2.6 Совершенствование цементировочной техники

2.6.1 Совершенствование цементировочных агрегатов

К основным недостаткам изобретенных цементировочных агрегатов можно причислить: недостаточную гидравлическую мощность, невысокую работоспособность некоторых узлов (клапанов, поршней и цилиндрических втулок, уплотнений и т. д.), высокую неравномерность давления, ненадежную работу запорной арматуры и гибкого металлического шланга, невозможность работы при низких температурах, низкую проходимость шасси автомобиля. Наиболее важным недостатком является большой объем техники необходимый для цементирования скважин. Решением этой проблемы является цементировочные агрегаты, которые имеют сразу несколько блоков в своём составе.

2.6.2 Установка для цементирования скважин

Установка для цементирования скважин служит для приготовления рабочей жидкости и подачи ее под давлением в скважину при цементировании, а также при проведении других промывочно-продавочных работ на нефтяных и газовых скважинах. Агрегат по цементированию скважин включающий насосный блок, содержащий две силовые установки, соединенные посредством трансмиссии с двумя трехплунжерными насосами, блок приема и распределения технологических жидкостей, блок приготовления тампонажных растворов, блок осреднения и рециркуляции, систему контроля и управления. Все блоки агрегата размещены на одной мобильной базе. Блок приготовления тампонажных растворов содержит гидровакуумную воронку с узлом смешения и затворяющий насос с приводом от силовой установки. Блок осреднения и рециркуляции имеет двухсекционную осреднительную емкость и рециркуляционный центробежный насос, при этом в секции большего объема размещены гидромеханические перемешиватели с насадками, а секция меньшего объема предназначена для жидкости затворения. Недостатком известной установки является наличие осреднительной емкости, что усложняет конструкцию устройства, а

также сложность приготовления стабильных цементных растворов из-за сложной конструкции смесителя и отсутствия автоматического управления плотностью. В качестве силовых установок насосный блок содержит дизельные двигатели, которые с помощью размещенных на раме автомобильного шасси карданных валов связаны с размещенными на раме поперек трехплунжерными насосами. Установка для цементирования скважин показана на рисунке 9.

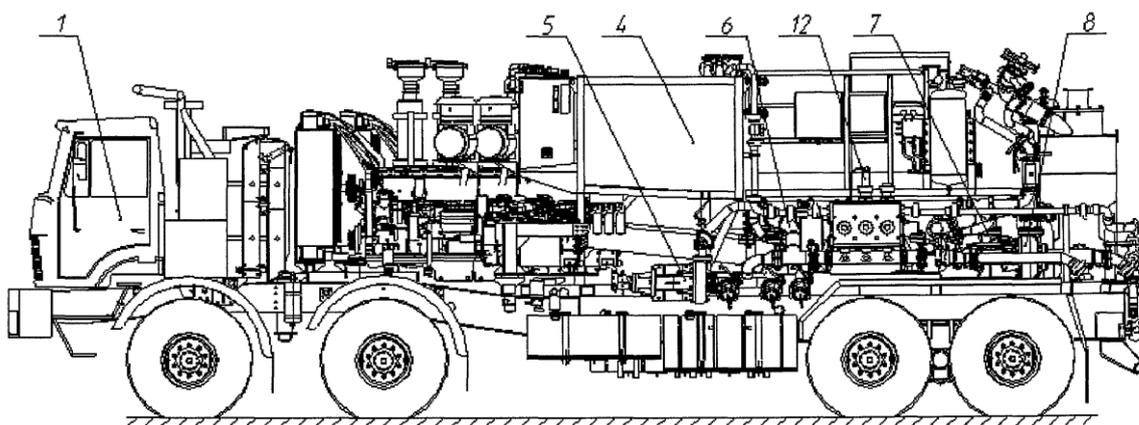


Рисунок 9 – Установка для цементирования скважин

2.6.3 Разработки в области цементировочных агрегатов

На выставке «Нефтегаз – 2016» был представлен китайский однонасосный цементировочный агрегат РСТ611А на базе полноприводного шасси Iveco бхб, высокопроизводительного трехплунжерного насоса TPD 600 и автоматической системы смешивания и контроля четвертого поколения АСМ IV. Агрегат спроектирован специально для эксплуатации в условиях холодного климата и бездорожья. Благодаря оптимально-компактным размерами, сравнительно небольшому весу и его равномерному распределению по осям полноприводного шасси с двигателем 420 л.с. агрегат имеет отличную проходимость. РСТ611А имеет автономный отопитель кабины шасси и независимый жидкостной отопитель Webasto DBW300 для предпускового подогрева палубного оборудования. Рабочий диапазон температур от -40 С до +40 С.

Однонасосный цементировочный агрегат РСТ611А показан на рисунке 10.



Рисунок 10 – Однонасосный цементирующий агрегат РСТ611А

Заключение

Эксплуатация скважин требует устойчивой работы крепи, что обеспечивается формированием цементного камня вдоль ствола и заполнением им всего заколонного пространства, соответствием свойств камня (и всей крепи) требованиям, обусловленным внешними воздействиями (нагрузки, коррозия и т.д.). Для этого и модернизируются, а также разрабатываются новые технологии в направлении цементирующих агрегатов, чтобы как можно дешевле и лучше зацементировать скважину, достичь наилучшее качество цементного камня, так как скважина бурится, а в дальнейшем эксплуатируется несколько десятков лет.

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений

3.1.1 Потенциальные потребители проекта

В связи с истощением большинства крупных мировых месторождений необходимо искать способы повышения КИН пластов. Таким образом, строительство скважин с горизонтальным участком позволяет увеличивать площадь дренирования продуктивного пласта.

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 связана со строительством скважин.

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

3.1.2 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 на рисунке Ж.1. в приложении Ж.

3.2 Расчёт нормативной продолжительности строительства скважины

3.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (8):

$$T_{пц} = T_{п/вм} + T_{п/пр} + T_{п/бк} + T_{п/оп}, \text{ где} \quad (8)$$

- $T_{п/вм}$ – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;
- $T_{п/пр}$ – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;
- $T_{п/бк}$ – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;
- $T_{п/оп}$ – 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);
- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые;
- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин;
- 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.

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 4000 250ЭК БМ.

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения скважин. Часть 3». Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1327 часов или 55,6 суток.

Нормативное время на подготовительные работы, которое зависит от глубины бурения скважины, составляет 102 часов или 4,25 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые» [1].

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 используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [2]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 255 часов или 10,63 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице Ж.1 в приложении Ж.

3.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

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

Механическая скорость бурения определяется по формуле (9):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6} = \frac{3804}{220,77} = 17,2 \text{ м/ч} \quad (9)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (10):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_6 + t_{\text{СПО}}} = \frac{3804}{239,19} = 15,9 \text{ м/ч} \quad (10)$$

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле (11):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H \times 720}{t_{\text{к}}} = \frac{3804 \times 720}{554} = 4943,82 \frac{\text{м}}{\text{ст. мес}} \quad (11)$$

Средняя проходка на долото определяется по формуле (12):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{T} = \frac{3804}{4} = 951 \text{ м} \quad (12)$$

3.2.3 Линейный 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	6	4
Бурильщик	5	4
Помощник бурильщика	5	4
Помощник бурильщика	4	4
Электромонтер	5	4
Слесарь	5	2
Лаборант	-	2

Согласно нормативной карты вышкомонтажные работы составляют 1327 часов или 55,3 суток. Календарное время бурения составляет

554 часов или 23 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 255 часов или 10,63 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 11.

Вид работ	Продолжительность		Месяцы			
	часов	суток	1	2	3	4
Вышкомонтажные работы	1327	55,3				
Бурение скважины	554	23				
Испытание скважины	255	10,6				

Рисунок 11. Линейный график проведения работ по строительству скважины

3.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной 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 нефтегазодобывающим 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» [3], 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 4, на крепление скважины – в таблице 5.

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, 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 [3], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый КЦ/2018-12ти [4]. Для Тюменской области на декабрь 2019 года индекс составляет 235,35.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице 6.

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (6):

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{348\,646\,855 - 18\,236\,330}{3804} = 86858,7 \text{ руб/м} \quad (6)$$

3.4 Расчёт эффективности мероприятия по внедрению новой технологии

В качестве новой внедряемой технологии рассмотрено строительство эксплуатационной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной.

Ключевыми особенностями данной технологии являются: использование одного долота для бурения интервала, существенное сокращение времени на СПО и крепление участков ствола.

Проведем сравнение запроектированной технологии бурения интервала с комбинированной эксплуатационной колонной с наиболее распространенным способом бурения с хвостовиком.

Расчет эффективности внедрения новой технологии бурения представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет эффективности внедрения технологии бурения эксплуатационной колонны

№ п/п	Показатель	Бурение с хвостовиком	Бурение с комбинированной ЭК
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	ГЗД/РУС	

Продолжение таблицы 24

3	Глубина сооружаемого интервала, м	2650	
4	Интервал по стволу, м	917-3804	
Расчет			
5	Длина сооружаемого интервала, м	2887	
6	Количество долблений	0,66	$2887/3200 = 0,9$
7	Время бурение интервала, ч	168,32	$0,08*2887 = 230,96$
8	Время бурения с учетом СПО, ч	122,78	$114,5+53,82+8,28$
9	Время крепления интервала, ч	182,24	176,6
10	Экономия времени, ч	5,64	
11	Стоимость работы эксплуатации буровой установки, руб./ч	45 825	
12	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб.	7 419 120	7 244 933
13	Эксплуатационные затраты на крепление, руб.	3 719 877	4 345 127
14	Экономия эксплуатационных затрат, руб.	451063	
15	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб.	156,2	
16	Интегральный финансовый показатель	$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{11\,590\,060}{11\,138\,997} = 0,96$	

Вывод: Проанализировав полученные данные можно сделать следующие выводы: экономия времени составляет 5,64 часов, экономия себестоимости проходки составляет 156,2 рублей. Таким образом, внедрение новой технологии не является экономически обоснованным в данном случае.

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтегазоконденсатном месторождении. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины.

В данном разделе рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. Помимо этого, в данном разделе отражены проектные решения, исключающие несчастные случаи в производстве, и снижающие вредное воздействие на окружающую среду.

4.2 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении наклонно-направленной эксплуатационной скважины глубиной 2650 м. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 25.

Таблица 25 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Наименование видов работы	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация)		Нормативные документы
	вредные	опасные	
1	2	3	4
Полевые работы: <ul style="list-style-type: none"> • транспортировка бурильных труб; • проведение СПО; • цементаж колонны; • перемещение буровой установки; • испытание колонны. 	<ul style="list-style-type: none"> • отклонение показателей климата на открытом воздухе; • превышение уровней шума и вибрации; • недостаточная освещенность рабочей зоны; • отсутствие или недостаток естественного света. 	<ul style="list-style-type: none"> • электрический ток и повышенное значение напряжения в электрической цепи; • пожаро-взрывоопасность; 	ГОСТ 12.0.001-82; [4] ГОСТ 12.0.002-2014; [5] ГОСТ ИСО 14698-1-2005; [6] ГОСТ 12.0.002; [7] ГОСТ 12.1.003-83 [10] ГОСТ 12.1.007-76 [11] ГОСТ 12.1.012-2004 [12] ГОСТ 12.4.125-83 [13] ГОСТ 12.2.003-91 [14] СП 52.13330.2011 [15] СНиП 2.04.05-91 [16] МР 2.2.7.2129-06 [17] ГОСТ Р 12.4.213-99 [18] ГОСТ 12.1.029-80 [19]

4.3 Анализ вредных производственных факторов

4.3.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются [4].

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 26.

Таблица 26 – Климатические нормативы

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

4.3.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ [9].

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16, эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

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

4.3.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

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

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Нормы освещенности

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

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

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

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

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 (таблица А.1) при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц [9].

Предельно допустимые уровни напряжения и тока представлен в приложение А.

4.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на исследователя (работающего)

4.4.1 Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

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

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- 1) Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- 2) Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- 3) Применение предупреждающей сигнализации;
- 4) Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

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

4.4.2 Пожаровзрывобезопасность

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

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- 1) Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- 2) Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- 3) Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- 4) Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки. Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-II [8].

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами [6].

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части. [6].

4.5 Охрана окружающей среды

Мероприятия по защите селитебной зоны

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

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;

- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

Мероприятия по защите атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК. На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

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

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

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

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

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

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

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

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод [3].

4.6 Защита в чрезвычайных ситуациях

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

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

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНПП [8]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [8]. 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 [9].

4.7 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы. Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса РФ. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется Трудовым Кодексом РФ. 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 местностям, регламентируются главой 50 Трудового Кодекса РФ. 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.

Государство предусмотрело, что люди, работающие на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда», обеспечиваются льготами и компенсациями.

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

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

4.8 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

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

Организация рабочего места включает в себя:

- Буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
- При бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4м;
- Шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;
- Выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10% порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;

Заключение

Выпускная квалификационная работа состоит из четырех частей: геологической, технологической, раздела «Социальная ответственность» и Финансовый менеджмент».

В геологической части представлены географо-экономическая характеристика района работ, условия бурения, газонефтеводоносность, возможные осложнения и исследовательские работы.

В технологической части произведены обоснование и расчет для профиля скважины, конструкции, способа бурения, породоразрушающего инструмента, гидравлической программы промывки, выбора буровой установки, элементов компоновки бурильной колонны, режимов бурения, очистного агента и применяемого оборудования, процессов заканчивания, цементирования и освоения скважины. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий в процессе строительства скважины.

В данной работе приведены результаты исследований по разработке рецептуры раствора хлористых солей для обработки эластомера винтового забойного двигателя с целью повышения его ресурса

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

В разделе «Финансовый менеджмент» отражена организационная структура организации, специализирующейся на бурении, составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. –152 с.
3. С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2012. – 109 с.
4. В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2012. – 24 с.
5. Baker Hughes INTEQ: Drilling Engineering Workbook // Baker Hughes INTEQ – Houston, 2006.
6. Балденко Д.Ф. Винтовые гидравлические машины. Том 2. Винтовые забойные двигатели / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. – М.: ООО "ИРЦ Газпром", 2007. – 470 с.
7. Фуфачев О.И. Исследование и разработка новых конструкций рабочих органов винтовых забойных двигателей для повышения их энергетических и эксплуатационных характеристик: автореф. дис. ... кандидата технических наук: 05.02.13 / Фуфачев Олег Игоревич. – Москва, 2011. – 138 с.
8. Голдобин Д.А., Коротаев Ю.А. Особенности конструкции и технологии изготовления статоров винтовых забойных двигателей ООО «ВНИИБТ – Буровой инструмент», армированных стальной тонкостенной винтовой оболочкой // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – № 11. – С. 2 – 4

9. Фуфачев О.И., Голдобин Д.А. Новые конструкции статоров винтовых забойных двигателей производства ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» // Бурение и нефть. – 2010. – №6. – С.50–55. Анашкина А. Е. Системы верхних приводов буровых установок / А. Е. Анашкина, И. А. Осипенко. – Тюмень: ТГНУ, 2012. – 24 с.

10. Резиновые смеси по ТУ 2512-046-00152081-2003 [Электронный ресурс]// Режим доступа: <http://meda-group.ru/catalog/15/74> (дата обращения: 26.05.2019).

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

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

13. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс]: <http://www.opengost.ru/iso/75gostiso/75020gostiso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html> (дата обращения: 26.05.2019).

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

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

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

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

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

19. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
20. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
21. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.
23. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
24. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
25. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
26. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.
27. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
28. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
29. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
30. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
31. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
32. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

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

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

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

36. Постановление Правительства РФ от 10.06.2018 г. N 800 «Правила проведения рекультивации и консервации земель».

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

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

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

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

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

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

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

44. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения

Приложение А

Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент каверзости в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	Четвертичные отложения	Q	0		1,3
50	83	Тургасская	P ₃ tr	0		1,3
83	250	Черталинская	P ₃ cr	0		1,3
250	370	Тавдинская	Pg ₂ tv	0		1,3
370	570	Люлинворская	Pg ₂ II	0		1,3
570	630	Талицкая	Pg ₁ tl			1,3
630	780	Ганькинская	K ₂ gn	0		1,3
780	850	Славгородская	K ₂ sl	0		1,6
850	925	Ипатовская	K ₂ ip	0		1,6
925	940	Кузнецовская	K ₂ kz	0		1,6
940	1720	Покурская	K ₁₋₂ pk	1		1,6
1720	1770	Алымская	K ₁ al	1		1,6
1770	2240	Киялинская	K ₁ kls	1		1,5
2240	2360	Вартовская	K ₁ vr	1		1,5
2360	2500	Тарская	K ₁ tr	1		1,0
2500	2665	Куломзинская	K ₁ klm	1		1,2
2665	2680	Баженовская	J ₃ bg	1		1,0
2680	2745	Васюганская	J ₃ vs	1		1,2
2745	2768	Тюменская	J ₁₋₂ tm	1		1,1

Таблица А.2 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, процент	Проницаемость, мДарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	Супесь Пески Глины	2 2,1 2,4	20 30 20	2500 0	40 10 100	0 0 0	- 10	1 1 5	10 4	мягкая мягкая мягкая
P ₃ tr	50	83	Пески Глины Алевриты Диатомиты	2,1 2,4 2 2	30 20 15 22	1500 0 5 5	10 100 50 40	0 0 4 20	- 10 10 20	1 5 5 5	10 4 6 10	мягкая мягкая мягкая мягкая
P ₃ cr	83	250	Пески Глины Алевриты Угли	2,1 2,4 2 2,1	30 20 15 30	1000 0 5 55	10 100 50 20	0 0 4 0	- 10 10 -	1 5 5 5	10 4 6 10	мягкая мягкая мягкая мягкая
Pg ₂ tv	250	370	Глины Пески	2,4 2,2	20 25	0 10	100 50	0 0	10 -	5 5	4 10	мягкая мягкая
Pg ₂ II	370	570	Глины	2,4	20	0	100	4	10	5	4	мягкая
Pg ₁ tl	570	630	Глины Песчаники	2,4 2,2	20 20	0 10	100 40	10 -	10 -	5 5	4 10	мягкая мягкая
K ₂ gn	630	780	Глины Песчаники	2,4 2,2	20 20	0 10	100 40	20 20	10 20	4 5	4 10	мягкая мягкая
K ₂ sl	780	850	Глины Песчаники	2,4 2,2	20 22	0 10	100 40	0 20	10 20	4 5	4 10	мягкая мягкая
K ₂ ip	850	925	Глины Алевролиты Песчаники	2,4 2,3 2,2	5 20 25	0 15 250	95 20 20	1 3 3	15 20 20	1 2,5 5	4 10 10	мягкая мягкая мягкая
K ₂ kz	925	940	Глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	мягкая

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁₋₂ pk	940	1720	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	15	20	3	20	2,5	10	мягкая
K ₁ al	1720	1770	Алевролиты	2,4	15	0	20	3	20	2,5	4	средняя
			Песчаники	2,2	30	90	20	3	20	2,5	4	средняя
K ₁ kls	1770	2240	Алевролиты	2,3	20	15	30	3	20	2,5	6	средняя
			Аргиллиты	2,4	5	0	100	10	25	3	4	средняя
			Глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	средняя
			Песчаники	2,2	22	20	20	3	20	2,5	10	средняя
K ₁ vr	2240	2360	Алевролиты	2,3	20	15	30	3	20	2,5	6	средняя
			Аргиллиты	2,4	5	0	100	10	25	3	4	средняя
			Глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	средняя
			Песчаники	2,2	22	20	20	3	20	2,5	10	средняя
K ₁ tr	2360	2500	Песчаники	2,2	15	20	20	5	25	3,5	10	средняя
			Аргиллиты	2,4	5	0	100	10	25	3	4	средняя
K ₁ klm	2500	2665	Песчаники	2,4	5	0	20	10	25	3	4	средняя
			Алевролиты	2,3	15	15	30	5	20	3,5	5	средняя
			Аргиллиты	2,2	20	20	90	5	25	3,5	10	средняя
J ₃ bg	2665	2680	Аргиллиты	2,4	5	1	100	8	80	3	6	средняя
J ₃ vs	2680	2745	Песчаники	2,3	17	93,5	20	8	100	2,5	10	средняя
			Аргиллиты	2,4	15	1	90	8	80	2,5	6	средняя
			Алевролиты	2,4	5	0	20	5	50	3	4	средняя
J ₁₋₂ tm	2745	2768	Песчаники	2,6	17,4	7,8	20	8	60	2,5	10	средняя
			Аргиллиты	2,4	15	1	90	8	80	2,5	6	средняя
			Алевролиты	2,4	5	0	20	5	50	3	4	средняя

Таблица А.3 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Градиент давления								Тем- пера- тура в конце
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва пород		горного		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	50	0,000	0,100	0,000	0,100	0,000	0,200	0,000	0,230	5
P3 tr	50	83	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	7
P3 cr	83	250	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	10
Pg2 tv	250	370	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	16
Pg2 II	370	570	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	21
Pg1 tl	570	630	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	30
K2 gn	630	780	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	35
K2 sl	780	850	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	39
K2 ip	850	925	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,175	0,230	0,230	41
K2 kz	925	940	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,175	0,230	0,230	42
K1-2 pk	940	1720	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,175	0,230	0,230	68
K1 al	1720	1770	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,175	0,230	0,230	69
K1 kls	1770	2240	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,175	0,230	0,230	83
K1 vr	2240	2360	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,175	0,230	0,230	88
K1 tr	2360	2500	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,175	0,230	0,230	92
K1 klm	2500	2665	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,175	0,230	0,230	98
J3 bg	2665	2680	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,175	0,230	0,230	98
J3 vs	2680	2745	0,100	0,100	0,100	0,100	0,165	0,165	0,230	0,230	100
J1-2 tm	2745	2768	0,100	0,100	0,100	0,100	0,165	0,165	0,230	0,230	101

Таблица А.4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического	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	50	Глины Супесь Пески	40 30 30	Почвенно-растительный слой с чередованием серых песков, прослой буровато-серых песчано-алевритовых глин, суглинков и супесей, торфяники.
P ₃ tr	50	83	Глины Алевриты Пески Диатомиты	40 30 20 10	Отложения озёрного моря алевриты, глины алевритистые диатомиты, прослой песков
P ₃ cr	83	250	Пески Алевриты Глины Угли	70 15 10 5	Озёрно-аллювиальные отложения глины, алевриты, пески, бурые угли
P _{g2} tv	250	370	Глины Пески	60 40	Глины зеленовато-серые с линзами алевритового материала, с прослоями слабосцементированных алевритов и песков полимиктовых
P _{g2} II	370	570	Глины	100	Глины зеленовато-серые с линзами алевритового материала, включениями сидерита
P _{g1} tl	570	630	Глины Песчаники	90 10	В верхней части – глины зеленовато-серые, желто-зелёные с прослоями серых слюдистых алевролитов; в нижней – песчаники тёмно-серые, однородные
K ₂ gn	630	780	Глины Песчаники	90 10	Глины алевритистые тёмно-серые до чёрных, редкие прослой песчаников
K ₂ sl	780	850	Глины Песчаники	50 50	Глины тёмно-зелёные, серые, опоковидные, плотные песчаники серые, мелкозернистые
K ₂ ip	850	925	Глины Песчаники Алевролиты	50 40 10	Переслаивание глин серых, тёмно-серых, с алевролитами и песчаниками

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6
K ₂ kz	925	940	Глины	100	Глины серые, зеленовато-серые
K ₁₋₂ pk	940	1720	Песчаники Алевролиты Глины	50 30 20	Песчаники серые, глинистые, слюидистые, слабосцементированные алевролиты песчаные, тонко-зернистые, серые глины алевритистые, плотные
K ₁ al	1720	1770	Песчаники Алевролиты	65 35	Песчаники серые, светло-серые, разномзернистые алевролиты серые, тёмно-серые, разномзернистые
K ₁ kls	1770	2240	Песчаники Глины Аргиллиты Алевролиты	35 30 20 15	Песчаники светло серые, голубовато-зеленовато-серые, глины алевритистые, плотные аргиллиты пестро-цветные, плотные, комковатые алевролиты песчаные, буровато-серые, слоистые
K ₁ vr	2240	2360	Песчаники Глины Аргиллиты Алевролиты	35 30 20 15	Песчаники светло серые, голубовато-зеленовато-серые, глины алевритистые, плотные аргиллиты пестро-цветные, плотные, комковатые алевролиты песчаные, буровато-серые, слоистые
K ₁ tr	2360	2500	Песчаники Аргиллиты	55 45	Песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые аргиллиты серые, тёмно-серые, слоистые
K ₁ klm	2500	2665	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	75 15 10	Тёмно-серые, плотные, крепкие, массивные
J ₃ bg	2665	2680	Аргиллиты	100	Аргиллиты битуминозные, коричневатого-серые, плотные
J ₃ vs	2680	2745	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	45 45 10	Серые Тёмно-серые
J ₁₋₂ tm	2745	2768	Песчаники Аргиллиты Алевролиты	45 45 10	Серые, мелко-среднезернистые Тёмно-серые

Приложение Б

Исходная информация по нефтяному месторождению Тюменской области

Таблица Б.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип кол лектора	Плотность, г/см ³		Подвижность,		Содержание серы, процент	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации	в пластовых	после дегазации				газовый фактор,	содержание сероводорода,	содержание углекислого газа, про-	относительная по воздуху	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых усло-
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К ₁ А ₂ ¹	1785	1789	поров.	0,772	0,843	0,2	0,54	-	до 10	41,6	-	0,29	0,89	-	4,8	
К ₁ А ₃	1815	1819	поров.	0,772	0,843	0,2	0,54	-	до 10	41,6	-	0,290	0,89	-	4,8	
К ₁ А ₄ ¹	1840	1843	поров.	0,772	0,843	0,2	0,54	-	до 10	41,6	-	0,29	0,89	-	4,8	
К ₁ А ₄ ²	1848	1852	поров.	0,772	0,843	0,2	0,54	-	до 10	41,6	-	0,290	0,89	-	4,8	
К ₁ А ₄ ³	1865	1868	поров.	0,772	0,843	0,2	0,54	-	до 10	41,6	-	0,29	0,89	-	4,8	
К ₁ А ₅ ¹	1880	1882	поров.	0,772	0,843	0,2	0,54	-	до 10	41,6	-	0,290	0,89	-	4,8	
К ₁ А ₅ ²	1885	1887	поров.	0,772	0,843	0,2	0,54	-	до 10	41,6	-	0,29	0,89	-	4,8	
К ₁ А ₅ ³	1887	1892	поров.	0,772	0,843	0,2	0,54	-	до 10	41,6	-	0,290	0,89	-	4,8	
К ₁ А ₆	1902	1905	поров.	0,772	0,843	0,2	0,54	-	до 10	41,6	-	0,29	0,89	-	4,8	
К ₁ А ₇	1920	1923	поров.	0,772	0,843	0,2	0,54	-	до 10	41,6	-	0,290	0,89	-	4,8	
К ₁ А ₉	1960	1962	поров.	0,772	0,843	0,2	0,54	-	до 10	41,6	-	0,29	0,89	-	4,8	
К ₁ А ₁₀	1976	1979	поров.	0,772	0,843	0,2	0,54	-	до 10	41,6	-	0,290	0,89	-	4,8	
К ₁ Б ⁰	1996	2000	поров.	0,772	0,843	0,2	0,54	-	до 10	41,6	-	0,29	0,89	-	4,8	
К ₁ Б ₄ ¹	2150	2152	поров.	0,731	0,841	0,2	0,53	-	до 30	71,5	-	0,140	1,09	-	5,70	
К ₁ Б ₄ ²	2161	2164	поров.	0,731	0,841	0,2	0,53	-	до 30	71,5	-	0,140	1,09	-	5,70	
К ₁ Б ₄ ³	2172	2174	поров.	0,731	0,841	0,2	0,53	-	до 30	71,5	-	0,140	1,09	-	5,70	
К ₁ Б ₅ ¹	2182	2185	поров.	0,731	0,841	0,2	0,53	-	до 30	71,5	-	0,140	1,09	-	5,70	
К ₁ Б ₅ ²	2190	2194	поров.	0,731	0,841	0,2	0,53	-	до 30	71,5	-	0,140	1,09	-	5,70	
К ₁ Б ₅ ³	2205	2209	поров.	0,731	0,841	0,2	0,53	-	до 30	71,5	-	0,140	1,09	-	5,70	
К ₁ Б ₅ ⁴	2220	2233	поров.	0,731	0,841	0,2	0,53	-	до 30	71,5	-	0,140	1,09	-	5,70	

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
К ₁ Б ₆ ¹	2240	2246	поров.	0,731	0,841		0,2	0,53	-	до 30	71,5	-	0,140	1,09	-	5,70
К ₁ Б ₆ ²	2255	2258	поров.	0,731	0,841		0,2	0,53	-	до 30	71,5	-	0,140	1,09	-	5,70
К ₁ Б ₇ ¹	2261	2264	поров.	0,731	0,841		0,2	0,53	-	до 30	71,5	-	0,140	1,09	-	5,70
К ₁ Б ₇ ²	2270	2272	поров.	0,731	0,841		0,2	0,53	-	до 30	71,5	-	0,140	1,09	-	5,70
К ₁ Б ₇ ³	2276	2278	поров.	0,731	0,841		0,2	0,53	-	до 30	71,5	-	0,140	1,09	-	5,70
К ₁ Б ₈ ¹	2282	2283	поров.	0,731	0,841		0,2	0,50	-	до 30	71,5	-	0,130	1,10	-	5,70
К ₁ Б ₈ ²	2296	2299	поров.	0,731	0,841		0,2	0,50	4,62	до 30	71,5	-	0,130	1,10	-	5,70
К ₁ Б ₈ ³	2309	2312	поров.	0,731	0,841		0,2	0,50	-	до 30	71,5	-	0,130	1,10	-	5,70
К ₁ Б ₉ ¹	2320	2323	поров.	0,731	0,841		0,2	0,50	-	до 30	71,5	-	0,130	1,10	-	5,70
К ₁ Б ₉ ²	2331	2335	поров.	0,731	0,841		0,2	0,50	2,76	до 30	71,5	-	0,130	1,10	-	5,70
К ₁ Б ₁₀	2356	2359	поров.	0,731	0,841		0,2	0,50	-	до 30	71,5	-	0,130	1,10	-	5,70
К ₁ Б ₁₁	2380	2383	поров.	0,731	0,841		0,2	0,50	-	до 30	71,5	-	0,130	1,10	-	5,70
К ₁ Б ₁₂	2425	2427	поров.	0,731	0,841		0,2	0,50	-	до 30	71,5	-	0,130	1,10	-	5,70
К ₁ Б ₁₂ ¹	2497	2500	поров.	0,731	0,841		0,2	0,50	-	до 30	71,5	-	0,130	1,10	-	5,70
К ₁ Б ₁₃	2528	2533	поров.	0,731	0,841		0,2	0,60	2,56	до 40	71,5	-	0,440	1,16	-	5,70
J ₃ vs (пл Ю ₁ ³⁻⁴)	2693	2698	поров.	0,738	0,854		0,2	0,60	4,72	до 40	93,5	-	1,932	1,05	-	10,8

Таблица Б.2 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м/сут	Фазовая проницаемость, мДарси	Химический состав воды в мг/литр.						Степень минерализации М, г/л	Тип воды по Су-пину:	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +Me	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺		ХЛК - хлоркальциевый	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
P ₃	83	250	пор.	0,996	200	2500	1,17	<2	4,6	0,55	1,73	7,9	0,28	ГКН	да
K ₁₋₂ pk	940	1720	пор.	1,013	500	250	9858	4,11	213,6	5076,4	119,2	1022	15,18	ХЛК	нет
K ₁	2540	2665	пор.	1,010	250	90	12583	13,4	269,5	5588,1	92,55	2167,8	20,6	ХЛК	нет
J ₃ vs – J ₁₋₂ tm	2730	2768	пор.	1,020	30	17	15744,24	-	390,52	9592,76	72,39	541,08	26,1	ХЛК	нет

Приложение В

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Поглощение бурового раствора

Индекс страти графического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м3/час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/ см -м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-P3	0	250	1	10	нет	0,150	0,200	Увеличение проектной плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления
K1-2 pk	940	1720	1	30	нет	0,150	0,200	
K1 tr	2360	2500	1	30	нет	0,150	0,200	
J3 vs – J1-2 tm	2680	2768	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)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q - Pg2 II	0	570	глинистый	<1,16	3 В>10 см за 30 мин	3	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости,
K2 gn-K2 kz	630	940	глинистый	<1,15	В>10 см ³ за 30 мин	2,5	
K1 kls	2240	2360	глинистый	<1,10 - в интервале ствола под э/колонну	В>10 см за 30 мин	2,5	
J3 vs – J1-2 tm	2680	2768	глинистый	<1,10	В>10 см ³ за 30 мин	возникает в процессе бурения	

Таблица В.3 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
P ₃	83	250	вода	-	0,096	0,096	<p>При снижении давления в стволе скважины ниже пластового, т.е. при создании депрессии на пласт. Геологические: вскрытие зон катастрофического поглощения с падением уровня ПЖ ниже критической отметки.</p> <p>Технологические: несоответствие параметров ПЖ - проектным, нарушение режимов бурения и СПО, неправильный выбор гидравлической программы.</p>	<p>В процессе бурения возможно разгазирование, переливы, выбросы ПЖ, увеличение водоотдачи бурового раствора. При вскрытии зон поглощения возможен переход скважины на открытое фонтанирование, пленка нефти, пузырьки газа.</p>
K ₁₋₂ pk	940	1720	вода	-	1,003	1,003		
K ₁ A ₂ ¹ -K ₁ B ₀	1785	2000	нефть	-	0,772	0,772		
K ₁ B ₄ ¹ -K ₁ B ₁₃	2150	2533	нефть	-	0,731	0,731		
K ₁	2540	2665	вода	-	1,010	1,010		
J ₃ vs (пл Ю ₁ ³⁻⁴)	2693	2698	нефть	-	0,738	0,738		
J ₃ vs – J ₁₋₂ tm	2730	2768	вода	-	1,020	1,020		

Таблица В.4 – Прихватопасные зоны

Индекс страти- гра- фиче- ского подразде- ления	Интервал,м		Вид прихвата (от перепада давле- ния, заклинки, сальникообразова- ния и пр.)	Раствор, при применении которого произо- шел прихват				Наличие ограничений на оставле- ние инстру- мента без движения или про-	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, Г/СМ ³	водоотдача, СМ ³ 30 мин	смазываю- щие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P ₂	0	570	от обвала неустойчи- вых пород и заклинки бурового инстру- мента	глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение режима про- мывки, недостаточная очистка скважины от выбуренной по- роды, несоблюдение параметров раствора.
K ₁₋₂	630	2360	от заклинки и сальни- кообразования.	глинистый	<1,15	>10	нефть	да	Разбухание опоковидных глин, обвал стенок скважины.
K ₁	2360	2500	от сальникообразова- ния, желообразова- ния	глинистый	>1,14-в интервале ствола под э/колонну	>10	нефть	да	Несоблюдение режимов про- мывки, недостаточная очистка за- боя от выбуренной породы и от- сутствие проработки ствола в ин- тервалах его сужения. Оставле- ние бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проект- ной.
J ₃ vs – J ₁₋₂ tm	2680	2768	от перепада давления	глинистый	>1,15	>10	нефть	да	Оставление бурового инстру- мента без движения. Увеличение

Таблица В.5 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения; желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
P1-3	250	370	Желобообразование и посадки при спуске бурильной и обсадной колонн	Превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны вследствие нарушения режимных параметров процесса бурения (повышение нагрузки, расхода промывочной жидкости)

Приложение Г

Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

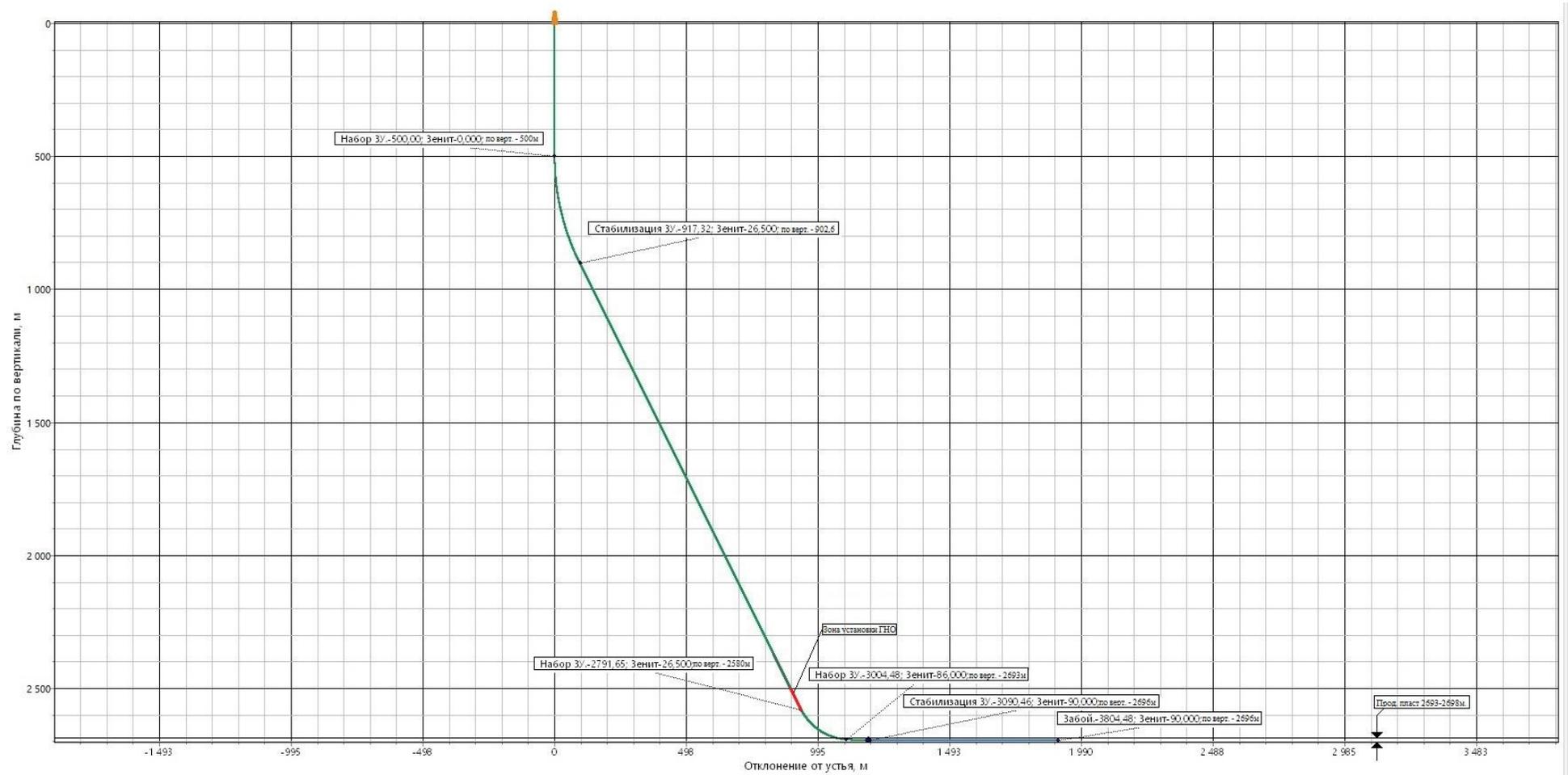


Рисунок Г.1 - Проектный профиль скважины

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

Тип профиля		Профиль										
Исходные данные для расчета												
Глубина скважины по вертикали, м		2696	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10м							0,635		
Глубина вертикального участка скважины, м		500	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10м							2,796		
Отход скважины, м		1100	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м							-		
Длина интервала бурения по пласту, м		800	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/м							-		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м		-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град							26,5		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м		-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град							90		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град		26,5	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град							86		
№ Интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу			
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего	
1	0	500	500	0	0	0	0	0	0	500	500	
2	500	902,6	402,6	0	94,8	94,8	0	26,5	500	917,32	417,32	
3	902,6	2580	1677,4	49,45	931,12	836,32	26,5	26,5	917,32	2791,65	1874,32	
4	2580	2693	113	931,12	1100,24	169,24	26,5	86	2791,65	3004,48	212,83	
5	2693	2696	3	1100,24	1186,15	85,91	86	90	3004,48	3090,46	85,98	
6	2696	2696	0	1186,15	1900,17	714,02	90	90	3090,46	3804,48	714,02	

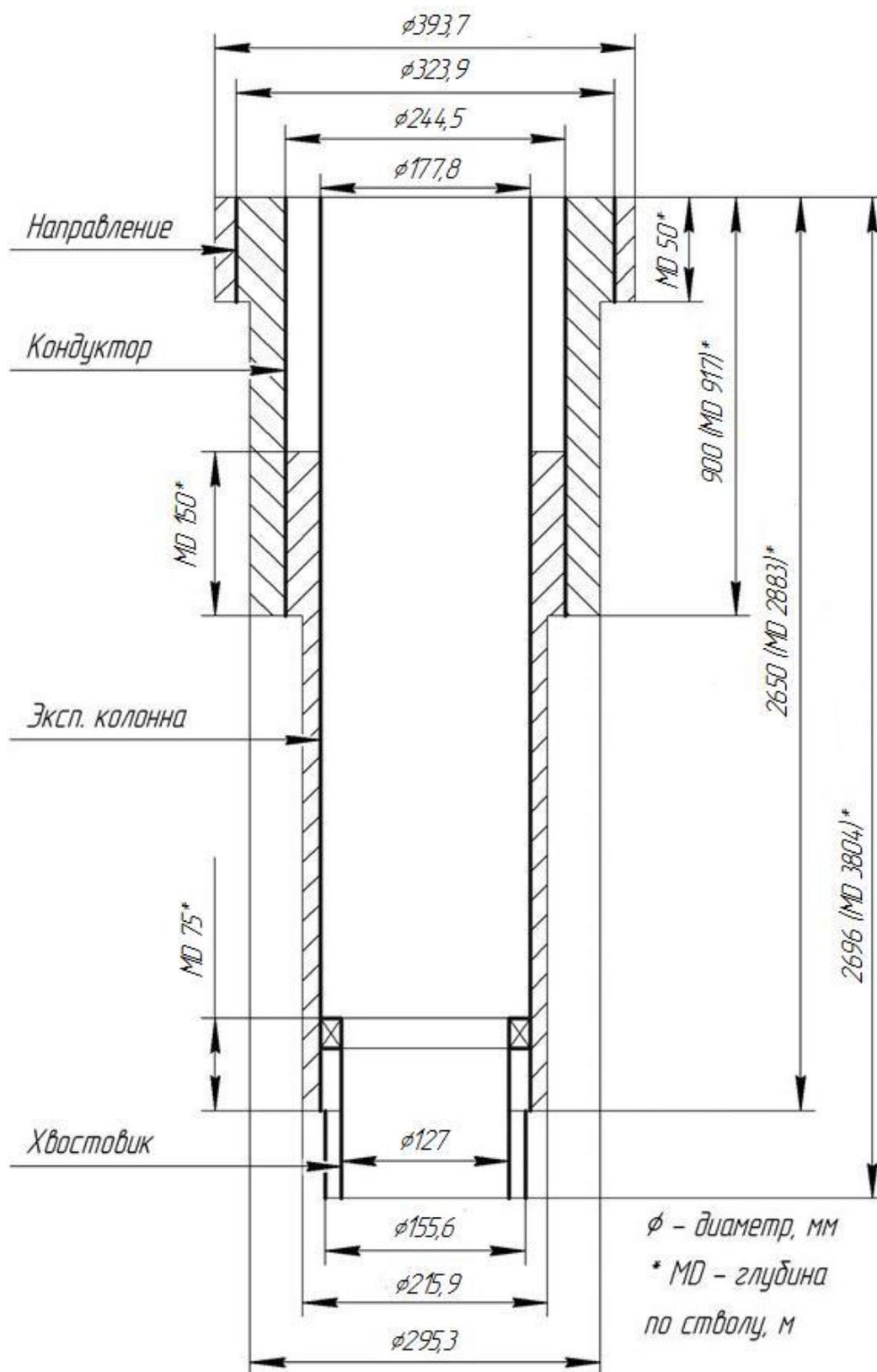


Рисунок Г.2 – Конструкция скважины.

Приложение Д

Проектирование компоновки низа бурильной колонны

Таблица Д.1– Проектирование КНБК по интервалам бурения

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Назначение
от	до				Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
0	50	III 393,7 М-ЦГВ	150	0,45			Бурение вертикального участка, проработка ствола перед спуском направления
		Переводник П-177/171	79	0,7	3-177	Ниппель	
					3-171	Муфта	
		УБТ-203х90	3072	16	3-171	Ниппель	
					3-171	Муфта	
		Переводник П-171/133	82	0,8	3-171	Ниппель	
					3-133	Муфта	
		ТБПК-127х9 Р (до устья)	1049	32	3-133	Ниппель	
3-133	Муфта						
Σ			4432	50			

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	
50	917	БИТ 295,3 ВТ516	0	0,4			Бурение вертикального участка, интервала набора угла, интервала стабилизации, проработка ствола перед спуском кондуктора	
					3-152	Ниппель		
		Калибратор КП-295,3 СТ	240	1,25		3-152		Муфта
					3-152	Ниппель		
		Забойный двигатель ДР-240.3000.78	3200	6,9		3-152		Муфта
					3-171	Муфта		
		Клапан обратный КОБ-203	65	0,777		3-171		Ниппель
					3-171	Муфта		
		Переводник П-171/133	70	0,5		3-171		Ниппель
					3-133	Муфта		
		НУБТ 172x83	1600	9,45		3-133		Ниппель
					3-133	Муфта		
		Телесистема ЗТС МРТ АТ-3-195	1000	3		3-133		Ниппель
					3-133	Муфта		
		НУБТ 172x83	1600	9,45		3-133		Ниппель
					3-133	Муфта		
		Переводник П-133/171	70	0,5		3-133		Ниппель
					3-171	Муфта		
		УБТ-203x90	4600	16		3-171		Ниппель
					3-171	Муфта		
Ясс гидрав. Jag- 229	560	0,8		3-171	Ниппель			
			3-171	Муфта				
Переводник П-171/133	70	0,5		3-171	Ниппель			
			3-133	Муфта				
УБТ 178*71	1870	12		3-133	Ниппель			
			3-133	Муфта				
ПК-127x9,19 Р (до устья)	36850	855		3-133	Ниппель			
			3-133	Муфта				
Σ			51795	920				

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8
917	2883	БИТ 215,9 ВТ 516 У	43	0,37	3-117	Ниппель	Зарезка ствола, набор угла в интервале под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
		Калибратор КС-215,9 СТ	60	0,6	3-117	Муфта	
		Переводник П-117/147	55	0,5	3-117	Ниппель	
					3-147	Ниппель	
		Забойный двигатель ДР-178.5000.78	1036	8,29	3-147	Муфта	
					3-147	Муфта	
		Клапан обратный КОБ-172	97	0,53	3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
		НУБТ-172-83	1,6	9,5	3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
		Телесистема ЗТС МРТ АТ-3-172	750	4	3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
		НУБТ-172-83	1,6	9,5	3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
		ТБПК - 127х9,19 Р	10040	300	3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
		Переводник П-147/133	55	0,5	3-147	Ниппель	
					3-133	Муфта	
		ТБТ-127х76	7338	110	3-133	Ниппель	
					3-133	Муфта	
Ясс Jar-203	180	3,1	3-133	Ниппель			
			3-133	Муфта			
ТБТ-127х76	2001	30	3-133	Ниппель			
			3-133	Муфта			
ПК-127х9,19 Р (до устья)	104330	2400	3-133	Ниппель			
			3-133	Муфта			
Σ			126071	2900			

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8
2883	3804	БИТ 123,8 ВТ 610 Т	17	0,26	3-76	Ниппель	Окончание бурения интервала набора угла, бурение интервала под хвостовик
		РУС PowerDrive 475 X6	503	4,16	3-88	Муфта	
					3-88	Ниппель	
		Клапан обратный КОБ-127	33	0,59	3-88	Муфта	
					3-88	Ниппель	
		НУБТ-120-51 с IMPulse 25k Medium Flow, Зонд ЭЦП	416	9,14	3-94	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		НУБТ-120-51	362	9,14	3-94	Муфта	
					3-94	Ниппель	
		Переводник П-94/102	38	0,4	3-94	Муфта	
					3-102	Ниппель	
		ТБПН 89х11 М	21800	850	3-108	Муфта	
					3-108	Ниппель	
		Переводник П-108/86	0,42	0,5	3-108	Муфта	
					3-86	Ниппель	
		ТБТ-89	2967	40	3-86	Муфта	
3-86	Ниппель						
Ясс ЯГБ-105-2	330	2,1	3-86	Муфта			
			3-86	Ниппель			
ТБТ-89	2373	32	3-86	Муфта			
			3-86	Ниппель			
Переводник П-86/102	40	0,6	3-86	Муфта			
			3-102	Ниппель			
ТБПН 89х11 М (до устья)	86910	3370	3-102	Муфта			
			3-102	Ниппель			
Σ			137767	4320			

Приложение Е

Расчеты потребного количества бурового раствора и расчет химических реагентов

Таблица Е.1 – Результаты расчета системы 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	7,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						4,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						52,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						58,3
Объем раствора к приготовлению:						58,3
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	917	867	295,3	306,9	1,6	98,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						5,7
Расчетные потери бурового раствора при очистке						58,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,6
Объем раствора в конце бурения интервала						143,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						211,4
Объем раствора к приготовлению:						211,4
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						86,2
Эксплуатационная колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
917	2883	1966	215,9	228,7	1,45	142
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						12,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						64,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						8,6
Объем раствора в конце бурения интервала						187
Общая потребность бурового раствора на интервале:						269,7
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						86,2

Продолжение таблицы Е.1

Объем раствора к приготовлению:					183,5	
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, м ³ .
от	до					
2883	3804	921	155,6	161,2	1,1	78,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации					3,6	
Расчетные потери бурового раствора при очистке					12,5	
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО					3,8	
Объем раствора в конце бурения интервала					161,2	
Общая потребность бурового раствора на интервале:					181,1	
Объем раствора к приготовлению:					181,1	

Таблица Е.2 – Результаты расчета потребности химических реагентов по интервалам.

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			направление		кондуктор (0–917м)		эксплуатационная колонна (917–2883м)		хвостовик (2883–3804м)		итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH	Регулирование щелочности среды	25	50	2	207	9	237	10	-	-	494	21
M-I GEL SUPREME	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	1000	3800	4	2072	3	2379	3	-	-	8251	10
Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	25	50	2	236	10	271	11	-	-	557	23
THINSMART	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	50	2	-	-	-	-	-	-	50	2
POLYPAC R	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	-	-	89	4	102	5	-	-	191	9
POLYPAC UL	Регулятор фильтрации	25	-	-	296	12	339	14	-	-	635	26
LUBE-945	Снижение коэффициента трения в скважине	200	-	-	1332	7	1529	8	-	-	2861	15

Продолжение таблицы Е.2

Дизельное топливо	Углеводородная основа	200	-	-	-	-	-	-	164017	821	164017	821
MEGANUL	Стабилизация эмульсии	190	-	-	-	-	-	-	339	2	339	2
ENVI-ROTREAT	Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора	240	-	-	-	-	-	-	339	2	339	2
VERSAMOD	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	200	-	-	-	-	-	-	339	2	339	2
OPTISEAL I	Контроль фильтрации	25	-	-	-	-	-	-	339	14	339	14
Ca(OH) ₂	Источник кальция	25	-	-	-	-	-	-	3514	141	3514	141
VERSAGEL HT	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	25	-	-	-	-	-	-	1874	75	1874	75
Барит	Регулирование плотности	1000	10498	11	53301	54	61177	62	-	-	124976	127
Мраморная крошка	Регулирование плотности	1000	-	-	-	-	-	-	57874	58	57874	58

Таблица Е.3 – 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	0,645	0,064	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12,7	102,9	3,95
Под кондуктор									
50	917	БУРЕНИЕ	0,581	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11	98,7	4,65
Под эксплуатационную колонну									
917	2883	БУРЕНИЕ	0,825	0,095	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	8	86,7	4,15
Под хвостовик									
2883	3804	БУРЕНИЕ	1,338	0,085	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	95,2	4,23

Таблица Е.4 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

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	
от (верх)	до (низ)										
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	180	174,6	1	125	39,1	78,2
50	917	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	160	220,5	1	115	28,15	56,3
917	2883	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	90	170	192,6	1	125	34,85	34,85
2883	3804	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	90	140	293,4	1	80	15,18	15,18

Приложение Ж

Обоснование раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

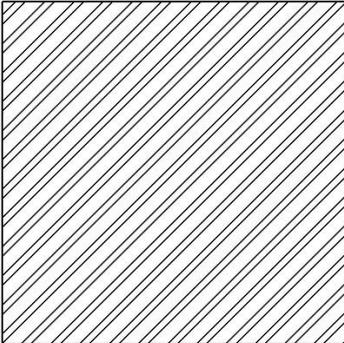
	<p><i>Сильные стороны проекта:</i></p> <p>S_1 – сокращение сроков строительства скважины;</p> <p>S_2 – богатые природные минерально-сырьевые запасы;</p> <p>S_3 – минимальное загрязнение ПЭП за счет конструкции открытого забоя;</p> <p>S_4 – эффективное бурение интервала под ЭК за счет использования РУС;</p> <p>S_5 – большая зона дренирования пласта;</p>	<p><i>Слабые стороны проекта:</i></p> <p>W_1 – необходимость в квалифицированном персонале;</p> <p>W_2 – высокая стоимость производимых работ;</p> <p>W_3 – сложность прокладки скважины;</p> <p>W_4 – большая материалоемкость;</p> <p>W_5 – относительно большая протяженность горизонтального участка ствола;</p>
<p><i>Возможности:</i></p> <p>O_1 – высокий уровень спроса на энергоносители;</p> <p>O_2 – использование современного оборудования;</p> <p>O_3 – обеспечение занятости населения Томской области;</p> <p>O_4 – ограниченность мировых запасов углеводородных ресурсов;</p> <p>O_5 – создание благоприятных условий для жизнедеятельности буровой бригады;</p>	<p>1 – $S_1O_1O_2$</p> <p>2 – $S_2O_1O_2O_3O_4$</p> <p>3 – $S_3O_2O_4$</p> <p>4 – $S_4S_5O_2$</p>	<p>1 – $W_1O_1O_2O_3O_4$</p> <p>2 – $W_2W_4O_2O_4$</p> <p>3 – $W_5O_1O_2O_4$</p>
<p><i>Угрозы:</i></p> <p>T_1 – угроза загрязнения окружающей среды;</p> <p>T_2 – сложные метеорологические условия;</p> <p>T_3 – сложные геологические условия;</p> <p>T_4 – технологические риски;</p> <p>T_5 – риск техногенных аварий;</p>	<p>1 – $S_1T_1T_4T_5$</p> <p>2 – S_5T_5</p>	<p>1 – $W_1T_4T_5$</p> <p>2 – $W_5W_5T_1T_4T_5$</p>

Рисунок Ж.1 – Матрица SWOT

Таблица Ж.1 – Нормативная карта

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					
Вышкомонтажные работы										1327,00
Подготовительные работы к бурению										102,00
Бурение под направление										0,81
Промывка (ЕНД)										0,03
Нарращивание (ЕНД)										0,18
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)	393,7 (15									0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)	1/2)	0	50	400	0,02	30	0,1	0,81	0,18	0,47
Установка и вывод УБТ за палец	STD221									0,08
Крепление (ЕНД)										22,60
Ремонтные работы (ЕНД)										1,25
Смена вахт (ЕНД)										0,30
Итого:										24,86
Бурение под кондуктор										51,64
Промывка (ЕНД)										0,47
Нарращивание (ЕНД)										5,68
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)	БИТ									0,47
Установка и вывод УБТ за палец	295,3 ВТ	50	917	3200	0,04	1413	0,24	51,64	4,32	0,08
Крепление (ЕНД)	516									61,34
ПГИ (ЕНД)										4,98
Ремонтные работы (ЕНД)										5,2
Смена вахт (ЕНД)										1
Итого:										131,68

Продолжение таблицы Ж.1

Бурение под эксплуатационную колонну:										53,82
Промывка (ЕНД)										0,65
Нарращивание (ЕНД)										6,60
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)	БИТ									0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)	215,9 ВТ	917	2883	3200	0,06	1449	0,28	53,82	5,64	0,47
Установка и вывод УБТ за палец	613 Т									0,08
Крепление (ЕНД)										69,38
ПГИ (ЕНД)										7,37
Ремонтные работы (ЕНД)										7,18
Смена вахт (ЕНД)										1,3
Итого:										147,18
Бурение под хвостовик:										114,5
Промывка (ЕНД)										0,84
Нарращивание (ЕНД)										12,83
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)	6 1/8x5	2883	3804	3200	0,08	813	0,38	114,5	8,28	0,47
Установка и вывод УБТ за палец	XCD516									0,16
Крепление (ЕНД)										94,82
ПГИ (ЕНД)										13,20
Ремонтные работы (ЕНД)										14
Смена вахт (ЕНД)										2,5
Итого:										250,32
Испытание скважины на продуктивность										255

Таблица Ж.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна		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	-	-	0,04	5,53	1,37	189,32	2,44	337,18	6,59	910,67
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	1,66	-	56,80	-	101,15	-	273,20
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	-	-	0,04	0,40	1,37	13,53	2,44	24,29	6,59	65,57
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	0,12	-	4,06	-	7,29	-	19,67
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	4	1011,44	0,04	10,11	1,37	346,42	2,44	616,98	6,59	1666,35
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут.	1433	4	5732	0,04	57,32	1,37	1963,2	2,44	3469,52	6,59	9443,47
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут.	224,60	-	-	-	-	1,37	307,70	2,44	548,02	6,59	1480,11
Прокат ВЗД	сут.	92,66	-	-	-	-	1,37	126,94	2,44	226,09	6,59	610,63
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут.	240,95	-	-	-	-	1,37	330,10	2,44	587,92	6,59	1587,86
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,37	10,33	2,44	18,40	6,59	49,69
Плата за подключенную мощность	кВт/сут.	149,48	-	-	0,04	5,98	1,37	204,79	2,44	364,73	6,59	985,07
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	кВт/сут.	107,93	4	431,72	0,04	4,32	1,37	147,86	2,44	263,35	6,59	711,26
Эксплуатация трактора	кВт/сут.	33,92	4	135,68	0,04	1,37	1,37	46,47	2,44	82,76	6,59	223,53
Автомобильный спецтранспорт	сут.	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,37	137,55	2,44	244,98	6,59	661,64
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,37	7,58	2,44	13,49	6,59	36,84
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,37	231,93	2,44	413,07	6,59	1115,62

Продолжение таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПБМБ	т	75,40	-	-	1,40	105,56	7,00	527,80	54,00	4071,60	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,02	17,50	0,9	787,68	0,27	236,30	-	-
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	0,015	2,75	0,09	16,50	5,40	989,82	-	-
ПАА	т	215,6	-	-	0,016	3,45	0,08	17,25	3,3	711,48	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	0,2	196,60	1	983	-	-	-	-
ФХЛС	т	586,1	-	-	-	-	-	-	9	5274,9	-	-
NaCl	т	200	-	-	-	-	-	-	60	12000	-	-
Барит	т	270	-	-	7,94	2143,8	35,4	9558	21,60	171,50	-	-
Смазывающая добавка	т	350,4	-	-	-	-	-	-	2,40	2529,84	-	-
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,6	-	-	-	-	-	-	-	-	60,9	9495,50
Полиаминированная жирная кислота	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	-	-	7,64	8053,3
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	10,6	176,8	18,0	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	9,59	192,57	44,47	892,96	155,97	3131,88	68,54	1376,28
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб.			9106,24		2761,80		17095,45		36615,41		39070,73
Затраты, зависящие от объема работ												
393,7 (15 1/2) STD221	шт.	2686,4	-	-	0,1	268,64	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 519 СР	шт.	4910,6	-	-	-	-	0,24	1178,5	-	-	-	-
БИТ 215,9 В 516 У	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,29	1517,87	-	-
БИТ 142,9 ВТ 613 Н	шт.	6345,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58	3685,95
У4-КП 295,3 МС	шт.	495,9	-	-	-	-	0,3	148,77	-	-	-	-
КС-215,9 СТ	шт.	458,9	-	-	-	-	-	-	0,3	137,67	-	-
КС-142,9 СТ	шт.	442,6	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	265,56
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	5,14	28,15	30,14	147,99	24,84	121,97	62,8	308,35
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		302,79		1475,27		1784,12		4266,47
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб.			9106,24		3113,79		18570,56		38399,73		43336,20
Всего по сметному расчету, руб												112524,26

Таблица Ж.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатац. колонна	
			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	0,94	121,40	2,56	330,63	2,90	374,54	3,96	511,44
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	36,42	-	99,19	-	112,36	-	153,43
Оплата труда слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	0,94	9,35	2,56	25,47	2,90	28,86	3,96	39,41
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	2,81	-	7,64	-	8,66	-	11,82
Содержание полевой лаборатории в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	0,94	7,09	2,56	19,31	2,90	20,36	-	29,86
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	0,94	237,69	2,56	647,33	2,90	733,30	3,96	1001,33
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут.	1433	0,94	1347,02	2,56	3668,48	2,90	4155,70	3,96	5674,68
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут.	419,4	0,94	394,24	2,56	1073,66	2,90	1216,26	3,96	1660,83
Плата за подключенную мощность	сут.	149,48	0,94	140,51	2,56	382,67	2,90	433,49	3,96	591,94
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	сут.	107,93	0,94	101,46	2,56	276,30	2,90	313,00	3,96	427,41
Эксплуатация трактора	сут.	33,92	0,94	31,89	2,56	86,84	2,90	98,37	3,96	134,33
Эксплуатация бульдозера	сут.	18,4	0,94	17,30	2,56	47,11	2,90	53,36	3,96	72,87
Автомобильный спецтранспорт до 250 км	сут.	100,4	0,94	94,38	2,56	257,03	2,90	291,16	3,96	397,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	0,94	159,13	2,56	433,38	2,90	490,94	3,96	670,19
Башмак колонный БKM-324	шт.	78,01	1	78,01	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БKM-245	шт.	41,26	-	-	1	41,26	-	-	-	-
Башмак колонный БKM-140	шт.	31,65	-	-	-	-	1	31,65	-	-
Башмак колонный БKM-102	шт.	12,75	-	-	-	-	-	-	1	12,75
Центратор ЦПЦ-324/394	шт.	29,3	3	87,90	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦПЦ 245/295	шт.	25,4	-	-	-	-	33	838,2	-	-
Центратор ЦПЦ 168/216	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	11	205,7
Центратор ЦПЦ 114/143	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	46	860,2

Продолжение таблицы Ж.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦКОДМ-324	шт.	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДУ-145	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОДУ-168	шт.	105,0	-	-	-	-	1	105,0	-	-
ЦКОДУ-114	шт.	99,0	-	-	-	-	1	99,0	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-324	шт.	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-245	шт.	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-168	шт.	45,12	-	-	-	-	1	45,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-Н-168	шт.	45,12	-	-	-	-	1	45,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-114	шт.	39,15	-	-	1	39,15	-	-	-	-
ММЦ6.140	шт.	3345	-	-	-	-	-	-	1	3345,0
ПДМ5.140	шт.	1545	-	-	-	-	-	-	1	1545,0
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт.	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт.	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт.	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Итого затрат, зависящих от времени	руб.		6022,67		11765,05		12766,85		20835,75	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 394x10	м	48,26	40	1930,40	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 295x8,9	м	37,21	-	-	806	29991,26	-	-	-	-
Обсадные трубы 215x8,9	м	28,53	-	-	-	-	1703	48586,59	-	-
Обсадные трубы 215x8,0	м	26,3	-	-	-	-	-	-	90	2367,0
Обсадные трубы 215x7,3	м	25,61	-	-	-	-	-	-	2693	68967,73
Обсадные трубы 143x8,6	м	19,64	-	-	-	-	-	-	769	15103,16
ПЦТ-I-50	т	26,84	7,3	195,93	106,75	2865,17	-	-	-	-
ПЦТ-II-100	т	28,68	-	-	-	-	1,45	41,59	5,8	166,35
ПЦТ-III-Об(4)-100	т	19,84	-	-	-	-	79,89	1585,02	27,3	541,63
Заливка колонны	агр/оп	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99
Затворение цемента	т	6,01	7,3	43,87	106,75	641,57	81,34	488,85	33,1	198,93
Работа ЦСМ	ч	36,4	0,34	12,38	4,15	151,06	4,46	162,34	2,40	87,36
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	4,2	78,79	53,6	1005,54	75,2	1410,75	110,85	2079,55
Транспортировка вахт						1268				

Продолжение таблицы Ж.3

Итого затрат, зависящих от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.	3957,85	35404,02	56357,16	92365,65
Всего затрат, без учета транспортировки вахт	руб.	10990,52	43375,07	66782,01	154301,4
Всего по сметному расчету	руб.	233467,00			

Приложение И

Производственная безопасность

Таблица 1 – Предельно допустимые уровни напряжения и тока

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые уровни, не более, при продолжительности воздействия тока I_a , с											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Св. 1,0
Переменный, 50 Гц	$U_{a,B}$	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	36
	$I_{a,мА}$												6
Переменный, 400 Гц	$U_{a,B}$	650	500	500	330	250	200	170	140	100	110	100	36
	$I_{a,мА}$												8
Постоянный	$U_{a,B}$	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40
	$I_{a,мА}$												15