

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное
 учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2775 метров на нефтяном месторождении Томской области»

УДК 622.323: 622.243.23(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Коровкин Павел Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Морев Артем Алексеевич	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Бурение нефтяных и газовых скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное
 учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) Ковалев А.В.
 (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б3В	Коровкин Павел Игоревич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2775 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Кургасовский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	- Геологические условия бурения - Глубина по вертикали: по расчету - Дебит скважины: 130 м³/сут - Интервал отбора керна: в интервале продуктивного пласта - Объект испытания в процессе бурения: пласт Ю₁^{1а} - Тип профиля: наклонно-направленный - Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1500 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 40 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, интервал установки ГНО 2470–2570 м. - Способ цементирования: по расчету - Способ перфорации: гидромеханический щелевой - Способ вызова притока: замена перфорационной жидкости на нефть с последующим свабированием
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ - Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ - Геологические условия бурения - Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) - Зоны возможных осложнений - Исследовательские работы ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ - Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины - Обоснование конструкции скважины - Обоснование конструкции эксплуатационного забоя - Построение совмещенного графика давлений - Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска - Выбор интервалов цементирования - Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

	2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
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	Глызина Татьяна Святославовна, к.х.н., старший преподаватель каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, инженер каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	6 февраля 2017 года
---	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Морев Артем Алексеевич	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Коровкин Павел Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Коровкину Павлу Игоревичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп-ль	Глызина Т.С.	К.Х.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Коровкин Павел Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Коровкину Павлу Игоревичу

Институт	ИПР	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения

Объект исследования: технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины.
Область применения: составление проектной документации на строительство скважин на нефтяном месторождении.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

- 1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению;
- 1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

1. Производственная безопасность

- 1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:
 - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;
 - превышение уровней шума и вибрации;
 - повышенная загазованность воздуха рабочей среды;
 - недостаточная освещенность рабочей зоны;
 - мероприятия по устранению вредных факторов, в том числе индивидуальные и коллективные средства защиты.
- 1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:
 - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;
 - электрический ток;
 - расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли;
 - пожаровзрывоопасность;
 - повреждения в результате контакта с насекомыми;
 - мероприятия по устранению опасных факторов, в том числе индивидуальные и коллективные средства защиты.

2. Экологическая безопасность

- 2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;
- 2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.

2. Экологическая безопасность

- 2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:
 - на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);
 - на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов);
 - на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);
 - на биосферу (уничтожение лесов, нарушение мест обитания животных);

	2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности (со ссылками на НТД по охране ОС)
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин; 3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 3.1. Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: – техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях); – природного характера – (лесные пожары); 3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства; 4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); 4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Елена Николаевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Коровкин Павел Игоревич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: выпускная квалификационная работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2017 года
--	------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 мая 2017 года	1. Геологическая и технологическая части	65
1 июня 2017 года	2. Специальная часть и графические приложения	30
5 июня 2016 года	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Морев Артем Алексеевич	-		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
бурения скважин	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 78 с., 19 рис., 36 табл., 40 литературных источника, 8 прил.

Ключевые слова: бурение, скважина, нефть, эластомер, ВЗД, абразивность.

Объектом исследования является Соболиное нефтяное месторождение, расположенное на территории Томской области.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- **скважина:** цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.
- **горизонтальная скважина:** скважина, вскрывающая продуктивный пласт на интервале, превышающем мощность пласта не менее чем вдвое.
- **хвостовик:** потайная обсадная колонна, не доходящая до устья скважины.
- **газонефтеводопроявление:** поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.
- **эластомер:** это полимеры, обладающие высокоэластичными свойствами и вязкостью. Резиной или эластомером называют любой упругий материал, который может растягиваться до размеров, во много раз превышающих его начальную длину (эластомерная нить), и, что существенно, возвращаться к исходному размеру, когда нагрузка снята.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛН – калибратор лопастной с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- КМЦ – карбоксиметилцеллюлоза;
- ПАЦ – полианионная целлюлоза.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - свыше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

При многократном упоминании устойчивых словосочетаний могут быть дополнительно установлены сокращения, применяемые только в данном тексте.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

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

ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ГОСТ Р 12.4.213-99 (ИСО 4869-3-89) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества

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

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

ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

Содержание

Введение	14
1 Общая и геологическая часть	15
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	15
1.2. Геологические условия бурения	16
1.3. Характеристика газонефтеводности месторождения (площади).....	20
1.4. Зоны возможных осложнений	20
1.5. Исследовательские работы	21
2 Технологическая часть	22
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	22
2.2. Обоснование конструкции скважины.....	23
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	23
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	23
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	25
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	26
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	26
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	27
2.3. Углубление скважины.....	28
2.3.1. Выбор способа бурения.....	28
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	28
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	30
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	30
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	31
2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	32
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	34
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины	37
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	39
2.4.1. Расчет обсадных колонн	39
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	39
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений.....	41
2.4.1.3. Расчет внутренних избыточных давлений.....	42
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины.....	43
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн	43
2.4.2.2. Выбор способа цементирования обсадных колонн	43
2.4.2.3. Выбор способа цементирования обсадных колонн	44
2.4.2.4. Выбор способа цементирования обсадных колонн	44
2.4.2.4.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	44
2.4.2.4.2. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	45
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн	46
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	46
2.5. Выбор буровой установки	49
3 Специальная часть	50
3.1. Актуальность исследования	50
3.2. Методика исследования	51

3.3	Выводы	53
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	54
4.1.	Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Стрежевской филиал АО «Сибирская сервисная компания» (СФ АО ССК) 54	
4.2.	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	56
4.3.	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО).....	60
4.4.	Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии.....	63
5	Социальная ответственность	65
5.1.	Производственная безопасность	54
5.2.	Экологическая безопасность	72
5.2.1.	Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду	72
5.2.2.	Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности	72
5.3.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
5.3.1.	Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин.....	73
5.3.2.	Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС	74
5.4.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
5.4.1.	Специальные правовые нормы трудового законодательства	75
	Заключение.....	77
	Список публикаций студента по теме исследования.....	78
	Список использованных источников.....	79
	Приложение А Геолого-технический наряд на бурение скважины глубиной 2775 метров	77
	Приложение Б Компонировка буровой колонны при бурении интервала 1050-2775 м	77
	Приложение В Геологические условия бурения	83
	Приложение Г Данные по конструкции и профилю	93
	Приложение Д Проектирование компоновки низа буровой колонны	96
	Приложение Е Последовательность проведения исследований	102
	Приложение Ж Обоснование раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность»	105
	Приложение И Обоснование раздела «Социальная ответственность».....	113

ВВЕДЕНИЕ

Уже долгое время нефтяная и газовая промышленность является ключевой для Российской Федерации. В частности, нефть и газ занимают большую часть российского экспорта и федерального бюджета. Однако вследствие экономических и геополитических кризисов, вызвавших значительное снижение цен на нефть, а также постоянно растущих темпов изменения себестоимости добычи нефти, возникает проблема, связанная с рентабельностью применяемых технологий. Также влияние на цену добываемой нефти оказывают влияние производственная и экологическая безопасность, износ оборудования, а также ухудшающееся состояние сырьевой базы.

Наиболее дорогостоящий процесс и вид работ в нефтяной промышленности – строительство скважин, поэтому максимизация экономического эффекта в этой сфере может достигаться посредством внедрения инновационных технологий, что приведет к повышению качества, снижению трудоемкости работ, а также их ресурсоемкости.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2775 метров на Соболином нефтяном месторождении Томской области.

Данная работа содержит данные о геолого-геофизическом строении района ведения работ, приведены технологические процессы режима бурения и заканчивания, а также используемое оборудование; исследования абразивного воздействия твердой фазы бурового раствора на износ винтовых забойных двигателей; произведена оценка экономической эффективности строительства.

Информация, представленная в главе «Специальная часть», может использоваться для повышения работоспособности и, следовательно, эффективности бурения с использованием винтовых забойных двигателей.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географическая характеристика района строительства представлена в таблице 1.1, а экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Соболиное
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тайга
Заболоченность	Высокая
Административное расположение: - республика - область (край) - район	РФ Томская Каргасокский
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-1,7 +35 -50
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2,4
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	-
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	-
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-Западное, Западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 25
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица .12 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	-
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам
Блилежащие населенные пункты и расстояние до них	Каргасок (53 км) Александровское (225 км) Колпашево (196 км)

Обзорная карта работ представлена на рисунке 1.

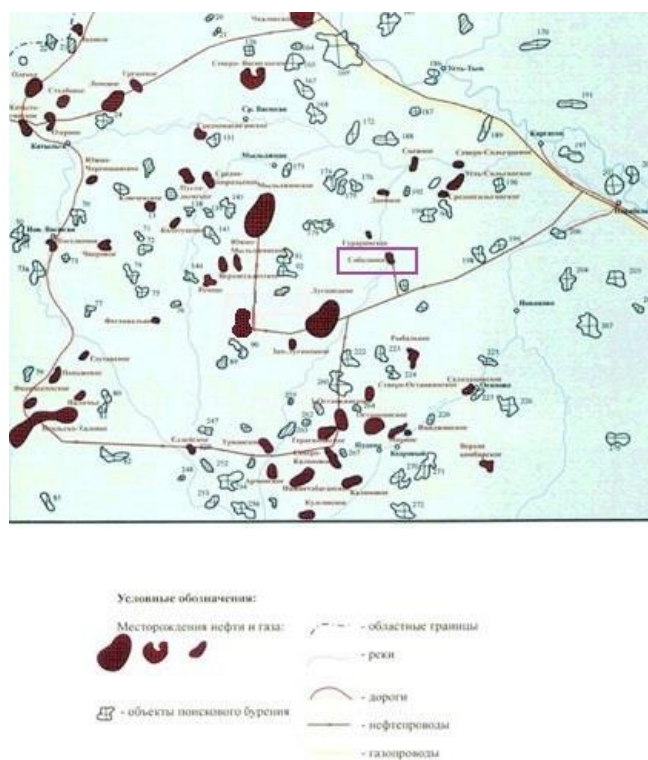


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

1.2. Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины для проектирования наклонно-направленной скважины представлен в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения)		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	25	четвертичная система	Q			1,30
25	130	некрасовская свита	P ₃ /nkr			1,30
130	225	чеганская свита	P ₃ +P ₂ /chg			1,25
225	654	люлинворская свита	P ₂ /llv			1,25
654	703	талицкая свита	P ₁ /tl			1,25
703	872	ганькинская свита	K ₂ /gn			1,25
872	1001	березовская	K ₂ /bz			1,25
1001	1019	кузнецовская свита	K ₂ /kz			1,20
1019	1803	покурская свита	K ₂ +K ₁ /pkr			1,20
1803	1865	алымская свита	K ₁ /al			1,10
1865	2319	киялинская свита	K ₁ /vrt			1,10
2319	2416	тарская свита	K ₁ /tr			1,10
2416	2699	куломзинская свита	K ₁ /klm			1,10
2699	2717	баженовская свита	J ₃ /bg			1,10
2717	2719	георгиевская свита	J ₃ /gr			1,10
2719	2775	васюганская свита	J ₃ +J ₂ /vs			1,10

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	25	почвенно-растительный слой; пески, глины, суглинки и супеси
P ₃ /nkr	25	130	пески серые и светло-серые мелко- и среднезернистые, суглинки буровато-серые и глины с прослоями лигнита
P ₃ +P ₂ /chg	130	225	глины голубовато-зеленые , зеленовато-серые, с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-серых, буровато-серых, кварцевых и кварц-полевошпатовых и алевритов
P ₂ /llv	225	654	глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные <u>на ощупь. в нижней части свиты - опоковилные</u>
P ₁ /tl	654	703	глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевритистые с прослойками песчаников
K ₂ /gn	703	872	глины серые, темно-серые, извесковистые, иногда алевритистые. В верхней части - мергели серые, зеленовато-серые.
K ₂ /bz	872	1001	глины серые, темно-серые и зеленовато-серые алевритистые, иногда опковидные с переслаиванием песчаников
K ₂ /kz	1001	1019	глины серые, темно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плитчатые, иногда известковые

Продолжение таблицы 1.4

K ₂ +K ₁ /pkr	1019	1803	неравномерное переслаивание песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, кварц-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой и косой слоистостью, алевролитов серых, комковатых, иногда уплотненных, аргилитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом. Пласты песчаников не выдержаны по простиранию, часто линзовидные. Песчаная толща в подошве свиты сравнительно выдержанная по простиранию
K ₁ /al	1803	1865	в нижней части разреза песчаники серые, светло-серые, кварцполевошпатовые. Верхняя часть представлена темно-серыми и черными глинами каолинит-хлорит-монтмориллонитового состава
K ₁ /vrt	1865	2319	глины значительной карбонатности с прослоями песчаников значительной карбонатности
K ₁ /tr	2319	2416	чередование глин и песчаников:песчаники светло-серые, мелкозернистые кварц-полевошпатовые и полимиктовые с гидрослюдисто-хлоритовым цементом, глины темно-серые
K ₁ /klm	2416	2699	свита представлена аргиллитами с множеством маломощных пропластков алевролитов и алевролитов; в кровле залегает песчаная толща, в низах свиты - известковистые песчаники, содержащие темносерые, иногда битуминозные аргиллиты
J3/bg	2699	2717	аргиллиты битуминозные, буровато-черные, плитчатые, сидеритизированные, иногда известковистые
J3/gr	2717	2719	песчаники зеленовато-серые, мелко-зернистые, плотные, крепкоцементированные. Отмечаются комковатые включения бурого глинистого материала, присутствие пирита и глауконита
J3+J2/vs	2719	2775	глинисто-углистые породы со слоями и линзами алевролитов и песчаников: песчаники серые, темно-серые, буровато-серые, мелкосреднезернистые, плотные, полимиктовые, участками известковистые

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице В.1 приложения В, а прогноз давления и температуры по разрезу скважины – в таблице В.2 приложения В.

Интервал 2719-2775 м, в котором находится продуктивный пласт, сложен песчаниками и глинисто-углистыми породами, обладающими высокой абразивностью и твердостью. Для безаварийной проводки скважины необходимо соблюдать проектные параметры бурового раствора, а также выбирать долото, долото таким образом, чтобы оно соответствовало вышеуказанным геологическим условиям бурения.

1.3. Характеристика газонефтеводности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводности месторождения (площади) представлена в таблице В.3 приложения В.

Разрез представлен 1 нефтеносным и 7 водоносными пластами. Газонасыщенные пласты в разрезе реконструируемых скважин на месторождении отсутствуют. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2720-2725 м (нефтеносный), т.к. он обладает наибольшим свободным дебитом. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 250 м для эксплуатации водоносного горизонта 25-225 м.

1.4. Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений по разрезу представлена в таблице В.4 приложения В.

Разрез представлен интервалами, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения, при этом в ряде из них встречаются сразу несколько осложнений. Наиболее распространенными являются осыпи и обвалы стенок скважины, для борьбы с которыми рекомендуется использования буровые растворы с высокой вязкостью и низкой водоотдачей с целью уменьшения их взаимодействия с глинистыми породами, что приведет к снижению набухания и диспергирования глин. При соблюдении проектных параметров бурового раствора, а также введения в него смазывающей добавки снизится вероятность развития прихвата в интервале 654-1803 и 1865-2775 м.

В интервале 1019-1803 м ожидаются малоинтенсивные поглощения бурового раствора, не вызывающие потери циркуляции. Соответственно, нет необходимости в проектировании дополнительных мероприятий по предотвращению данного осложнения.

В интервалах 225-370 и 703-1019 существует вероятность посадок и заклинки обсадной колонны кондуктора. Предотвратить их возможно использованием специальных растворов, обладающих повышенной инертностью и обладающих хорошей смазочной способностью.

В интервалах 654-703 и 1019-1803 возможно разжижение бурового раствора с потерей свойств, для борьбы с которыми используют реагенты-загустители и стабилизаторы.

1.5. Исследовательские работы

Запланированные испытания и исследовательские работы в процессе бурения представлены в таблице В.5 приложения В.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

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

Учитывая исходные данные на бурение, (смещение точки вскрытия пласта относительно устья скважины – 1500 м, глубина по вертикали – 2750 м) наилучшим решением для вывода основного ствола скважины в требуемую точку пласта является проектирование трехинтервального профиля скважины. Профиль включает вертикальный участок, интервал набора угла и интервал стабилизации. Данный профиль выбран исходя из того, что он позволяет получить требуемую величину отхода, а также он позволит установить ГНО как можно ближе к продуктивному пласту в конце интервала стабилизации, поскольку зенитный угол этого интервала не превышает 40 градусов.

Проектный профиль скважины представлен на рисунке Г.1 приложения Г. Исходные данные, необходимые для расчета и проектирования конструкции скважины приведены в таблице Г.1 приложения Г.

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

Согласно рекомендациям для вскрытия Юрских отложений (Васюганской свиты) выбираем для использования конструкцию с перфорированным забоем.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. По графику определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн. На рисунке 2.1 представлен совмещенный график давлений, построенный по данным Соболиного 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. Однако из-за бурения горизонтального интервала под хвостовик проектируется двухколонная конструкция скважины.

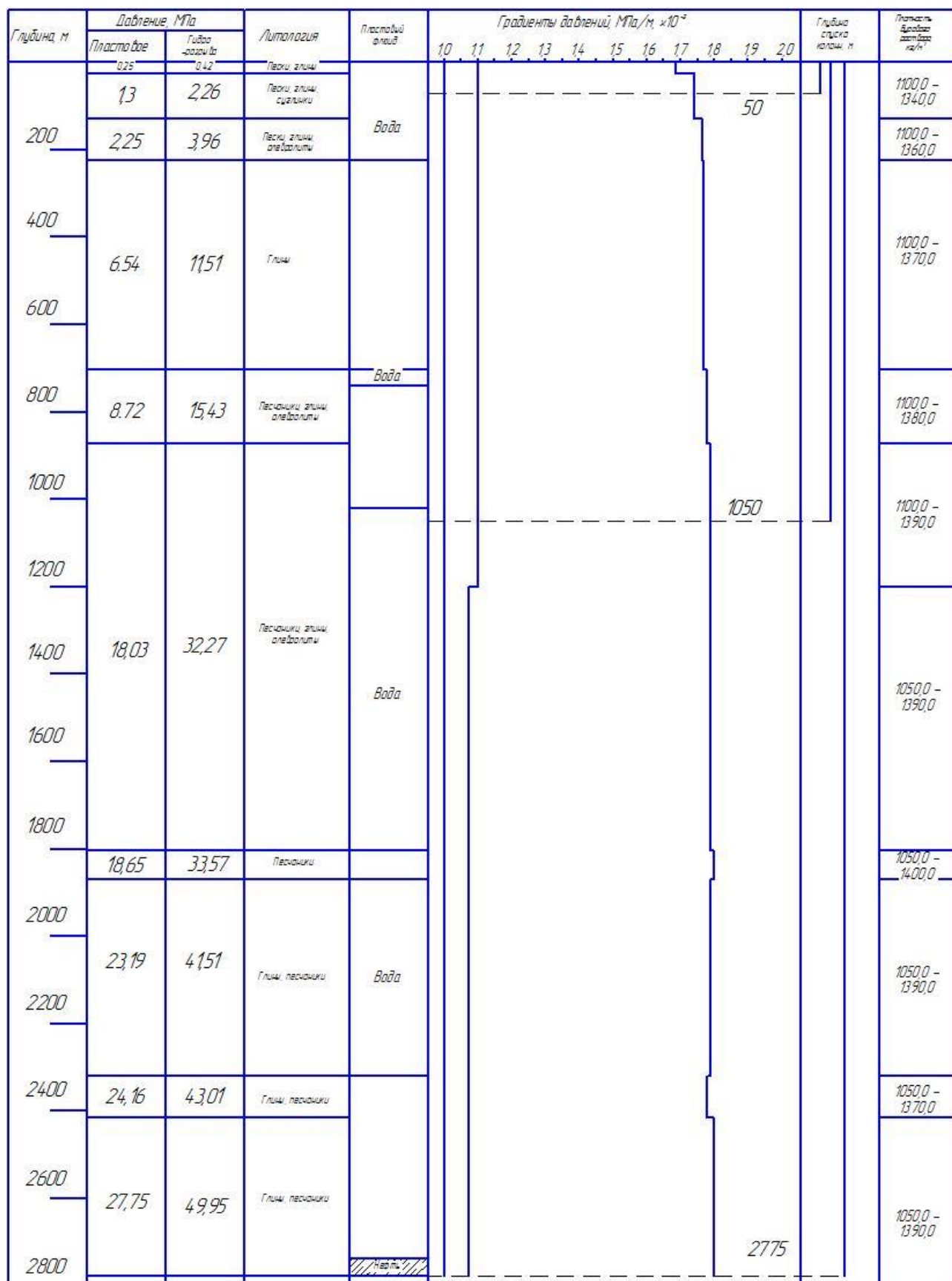


Рисунок 2.1 – Совмещенный график давлений

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Согласно требуемой технологии разработки месторождения проектируется двухколонная конструкция скважины. Исходные данные для расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные для расчета конструкции скважины

Параметр	Значение
Тип скважины	Нефтяная
Дебит, м ³ /сут	130
P _{пл} , МПа	27,75
L, м	2775
P _ф , г/см ³	0,690
gradP _{ГР} , МПа/м	0,018

Традиционно рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. В данном случае спустим направление до глубины 50 м, перекрыв таким образом четвертичные отложения на 25 м.

Минимальную глубину спуска кондуктора H_к определяется по формуле:

$$H_k \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_f}{\Delta P_{ГР} - 0,01 \cdot \gamma_f} = \frac{27,75 - 0,01 \cdot 2775 \cdot 0,690}{0,018 - 0,01 \cdot 0,690} = 775 \text{ м},$$

где P_{пл} – максимальное пластовое давление, МПа;

L – глубина скважины, м;

γ_ф – плотность пластового флюида, г/см³;

ΔP_{ГР} – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки последующей колонны, МПа/м.

С учетом того, что кондуктор должен перекрыть всю толщу неустойчивого интервала разреза, спустим его до глубины 1050 м.

Эксплуатационная колонна опускается до забоя скважины. Исходя из выбранного способа вскрытия продуктивного горизонта, эксплуатационная колонна спускается на глубину 2775 м.

2.2.4. Выбор интервалов цементировани

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности кондуктор цементируется на всю длину, а эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора на 150 м.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты проектирования конструкции скважины

Название колонны	Глубина спуска, м		Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	Запроектированная по вертикали	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	50	50	50	50	273,1	311,1
Кондуктор	1050	1063	1050	1063	219,1	244,5
Эксплуатационная колонна	2775	3260	1875	2075	146,1	190,5

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

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела – определить необходимость использования противовыбросового оборудования и колонной обвязки для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

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

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 27,75 \text{ МПа} - 769 \text{ кг/м}^3 \cdot 9,8 \text{ м/с}^2 \cdot 2775 \text{ м} = 6,83 \text{ МПа},$$

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.

Помимо максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 244,5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 190,5 мм. Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКК1-21-190х245.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением применяют 5 схему. Диаметр прохода превенторного блока должен обеспечить проход долота под эксплуатационную колонну диаметром 190,5 мм, но не больше обвязанной колонны под кондуктор (244,5 мм). Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-230/80х21, ГОСТ 13862-90.

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-1050	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1050-2775	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 311,1 мм, которое, обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными породами, а также тем фактом, что долота PDC для таких диаметров не проектируются ввиду нерентабельности.

Для всех последующих интервалов проектируются долота PDC. Стоит отметить, что все долота имеют опцию, обозначенную буквой «У», что по классификации компании «БУРИНТЕХ» означает оснащение резцами повышенной абразивостойкости. Такой выбор обусловлен тем, что в разрезе часто встречаются пачки, в которых средняя абразивность пород больше 5

категории, а стандартные PDC резцы ограничены этой категорией. Таким образом удастся избежать преждевременного износа и выхода из строя дорогостоящих долот.

Выборка долот для строительства проектируемой скважины представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-50	50-1050	1050-2775
Шифр долота		БИТ 311,1 MTR 617	БИТ 250,8 В 519 У	БИТ 190,5 В 616 У
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		311,1	250,8	190,5
Тип горных пород		М	МС	СТ, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–152	3–152	3-117
	API	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg
Длина, м		0,4	0,39	0,37
Масса, кг		96	64	39
G, тс	Рекомендуемая	10-40	2-10	2-5
	Предельная	51	12	7
n, об/мин	Рекомендуемая	60-400	60-400	60-120
	Предельная	600	400	120
Калибратор		КЛС-311,1МС	КЛС-250 МС	5КС-190,5СТ

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузки ниже рекомендуемой, поскольку она достаточна для создания усилия разрушения горной породы, но при этом не вызовет износа опор долота. Для остальных интервалов бурения осевые нагрузки выбираются согласно методике.

Данные по проектированию осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1050	1050-2775
Исходные данные			
α	1		
$P_{ш}, \text{кН/см}^2$	8,16	14,3	28,54
$D_{д}, \text{см}$	31,11	25,08	19,05
η	1		
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,1	0,3
$G_{пред}, \text{кН}$	400,25	117,7	196,2
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	19,01	50,48	70
$G_2, \text{кН}$	31,11	25,08	57,15
$G_3, \text{кН}$	320,2	94,2	157
$G_{проект}, \text{кН}$	31,11	50,48	70

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

Данные по проектированию частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 2.6.

**Таблица 2.6 – Проектирование частоты вращения
породоразрушающего инструмента по интервалам бурения**

Интервал		0-50	50-1050	1050-2775
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$		3	2	1,2
$D_{д}$	м	0,3111	0,2508	0,1905
	мм	311,1	250,8	190,5
$\tau, \text{ мс}$		6	-	-
z		24	-	-
α		0,8	-	-
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		184,2	156,3	120,3
$n_2, \text{ об/мин}$		270,8	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$		520,3	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		184,2	156,3	120,3

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 50-1050 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также обеспечит возможность сооружения интервала набора угла. Для интервала бурения интервала под пилотный ствол и под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Техническая характеристика запроектированных забойных двигателей представлена в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.7/8.41	50-1050	195	7,29	1279	25-35	150-204	8,5-11,5	96-180
ДГР-178М.7/8.37	1050-2775	172	8,61	1189	19-38	84-168	11,0-15,5	63-211

2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Результаты проектирования бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну в основном стволе представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ 178-80	178	18	2700
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	СБТ 127х9,19 (Е)	127	240	6386
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ-127	127	49,3	3500
2	ТБТ-127	127	49,3	3500
1	ПК-127х9,19	127	2960	80683

В процессе проектирования проводится расчет бурильной колонны при бурении с использованием гидравлического забойного двигателя ствола скважины. Расчет производится для момента отрыва долота от забоя при циркуляции бурового раствора. Исходные данные и принятые обозначения величин для расчета представлены в таблице Д.1 приложения Д.

Результаты расчета приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9. – Расчет бурильной колонны в момент отрыва

Расчет на наружное избыточное давление				
$p_{вн}$, МПа	62,3	Выполняется условие запаса прочности ($n>1,15$)		
$\Delta p(0)$, МПа	15,1			
$n_{вн}$	4,985	<u>Да</u>	Нет	
Расчет на статическую прочности при отрыве долота от забоя				
<i>Силы, действующие на участке стабилизации</i>				
$l_{УБТ}^*$, м	$l_{БТ}$, м	$G_{БТ}$, кН	$p_{заб}$, Па	F_A , Н
34	3236	$9 \cdot 10^5$	$2,89 \cdot 10^7$	$98,24 \cdot 10^3$
$F_{Тр.КНБК}$, Н	$12,56 \cdot 10^3$	Включение в КНБК дополнительных секций УБТ не требуется		
$N(l_{БТ})$, Н	$1,73 \cdot 10^4$			
$F_{пз}$, Н	$4,73 \cdot 10^3$			
$F_{трз}$, Н	$1,89 \cdot 10^5$			
N_3 , Н	$8,07 \cdot 10^5$			
<i>Напряжения в верхнем сечении и сечении изгиба</i>				
$F_{п2}$, Н	$-4,63 \cdot 10^5$	$M_{и}$, Н*м	3266	
$F_{тр2}$, Н	$9,3 \cdot 10^4$	$\sigma_{и}$, МПа	$3,49 \cdot 10^7$	
$G_{БК}$, Н	$7,30 \cdot 10^5$	$\sigma(H)$, МПа	$3,22 \cdot 10^8$	
$F_{тр}$, Н	$2,56 \cdot 10^5$	$\sigma(0)$, МПа	$3,12 \cdot 10^8$	
$N(H)$, Н	$9,07 \cdot 10^6$	$\sigma_T(H)$, МПа	$4,19 \cdot 10^8$	
$N(0)$, Н	$1,06 \cdot 10^6$	$\sigma_T(0)$, МПа	$4,05 \cdot 10^8$	
Наиболее опасным является сечение изгиба				
Для полученного значения $\sigma_T(H)$ ближайшей подходящей категорией прочности БТ является «Е» с $\sigma_T = 517$ МПа, т.е. фактический $k_{ст} = 1,46$				

Продолжение таблицы 2.9

Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной длины секции бурильных труб					
q , Н/м	$G_{\text{КНБК}}$, Н	k_A	$F_{\text{п}}$, м ²	F , м ²	ΔP , Па
314,12	46004	0,861	0,0093	0,0034	$6,7 \cdot 10^6$
$Q_{\text{ТК}}$, Н	$1,76 \cdot 10^6$	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		4981	
C	0,9				
$Q_{\text{ТК}}^C$, Н	$1,58 \cdot 10^6$				
n	1,15				
$K_{\text{т}}$	1	Максимальная длина секции бурильных труб, м		3589	

2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервала под направление – глинистый; для интервала под кондуктор – полимерглинистый; для интервала под эксплуатационную колонну – полимер-карбонатный [6]. В таблице 2.10 представлен компонентный состав бурового раствора под каждый интервал.

Таблица 2.10 – 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	Глинистый. Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, Барит
50	1063	Полимерглинистый. Вода пресная, Глинопорошок ПБМВ, NaOH, Барит, UNIPAC LV
1063	3260	Полимер-карбонатный Вода пресная, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Realub, Пента-465, Polypac R, Polypac ELV, KCl, МК-100, МК-60, МК-20

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 2.2.

Данные по проектированию расходов бурового раствора по интервалам представлены в таблице 2.11. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.11– Проектирование расходов бурового раствора

Интервал	0-50	50-1050	1050-2775
Исходные данные			
D_d , м	0,3111	0,2508	0,1905
K	0,6	0,5	0,3
K_k	1,3	1,25	1,18
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,11
V_m , м/с	0,00972	0,00833	0,00556
$d_{от}$, м	0,102	0,102	0,102
$d_{мах}$, м	0,254	0,24	0,165
$d_{нмах}$, м	0,02	0,01	0,0079
n	3	6	8
$V_{кпмин}$, м/с	0,5		
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02		
ρ_p , г/см ³	1,11	1,11	1,08
$\rho_{п}$, г/см ³	2,337	2,434	2,549
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	45,6	24,7	8,5
Q_2 , л/с	55,5	35,6	13,9
Q_3 , л/с	62,6	21,4	18,3
Q_4 , л/с	33,9	20,6	10,2
Q_5 , л/с	35,3	35,3	37,2
Q_6 , л/с	-	25-35	19-38
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	55,5-62,6	24,7-35,6	19-38
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	60	35	30

Таблица 2.12 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	ρ _{гп} , кг/м ³	К	d, м	
от	до									
0	50	0,1	0,49	50	9,81	1100-1170	2337	1,5	0,01	
50	1063	0,1	8,83	900		1100-1170	2429		0,008	
1063	3260	0,05	25,79	2575		1075-1140	2507		0,005	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоот- дача, см ³ /30 мин	рН	Содер- жание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	50	1,12	28-30	97-103	50-90	<12	8	<2	15-20	15-25
50	1063	1,12	24-26	79-84	40-70	<12	8-9	<1,5	10-20	15-20
1063	3260	1,09	5-10	15-25	45-55	6	8-9	<1	8-20	10-20

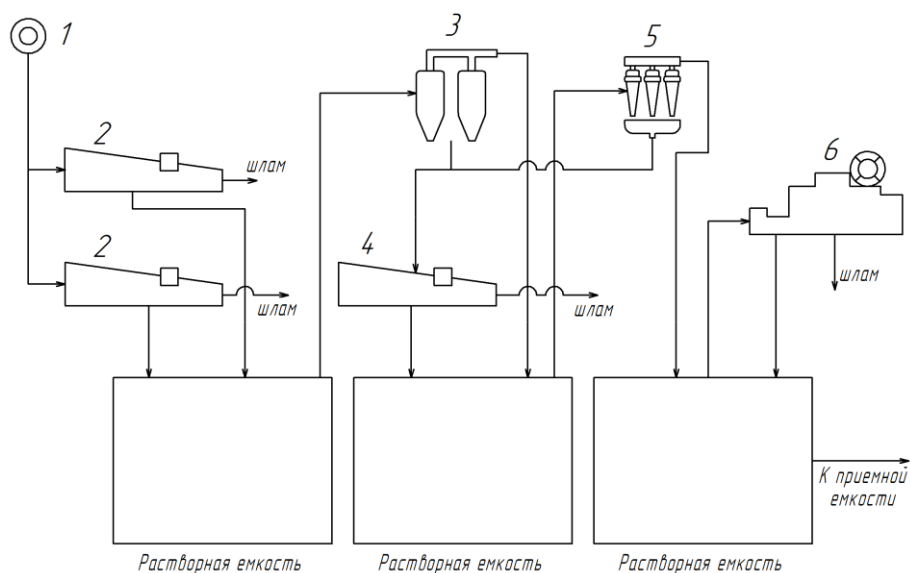


Рисунок 2.2 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Derrick FLC 2000; 3 – пескоотделитель Derrick Desander (часть СГЦС); 4 – ситогидроциклонный сепаратор Derrick Hyperpool Mud Cleaner; 5 – илоотделитель Derrick Desilter (часть СГЦС); 6 – центрифуга Derrick DE-1000 LP VFD.

2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну, представлены в таблице 2.13.

Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну, представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.13 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d _д , м	К	P _{пл} , МПа	P _{гд} , МПа	ρ _п , кг/м ³
3000	0,1905	1,25	27,75	49,95	2400
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V _м , м/с	η _п , Па·с	τ _т , Па	ρ _{пж} , кг/м ³
0,0295	УНБТ-950	0,007	0,009	20	1100
Режимы работы насосов					
Интервал		0-50	50-1050	1050-2775	
Расход, л/с		60	35	30	
Число насосов		2	1	1	
Число двойных ходов в мин		125	125	100	
Предельное давление, МПа		21	24	24	
Диаметр втулок		170	160	160	
КНБК					
Элемент	d _н , м	L, м		d _в , м	
ДГР 178 7/8	0,178	6,984		-	
НУБТ 178-80	0,171	18		0,08	
Яс-171,5	0,171	5,12		0,076	
ТБТ 127-76	0,127	24		0,076	
ПК 127-9,19	0,127	2690		0,109	

Таблица 2.14 – Результаты проектирования гидравлической программы
промывки скважины

$\rho_{кр}, \text{кг/м}^3$	φ	$d_c, \text{м}$	$V_{кп}, \text{м/с}$	$\Delta P_{зд}, \text{МПа}$	$\Delta P_o, \text{МПа}$
1758	0,98	0,238	0,6	5,0	0,16
$\Delta P_r, \text{МПа}$	$\Delta P_p, \text{МПа}$	$V_d, \text{м/с}$	$\Phi, \text{м}^2$	$d, \text{мм}$	
0,54	8,75	80	0,00036	8,8	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	$S_{кп}$	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
ДГР 178 7/8	23913	76353	89,0	0,01	-
НУБТ 171-80	26885	68391	109,1	0,03	-
Яс-171,5	26885	68391	109,1	0,02	-
ТБТ 127-76	46578	41311	266,8	0,04	-
ПК 127-9,19	46578	41311	266,8	2,89	0,003
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re кп	λ	ΔP_r	
НУБТ 178-80	32480	57384	0,0291	0,012	
Яс-171,5	28552	64658	0,0296	0,020	
ТБТ 127-76	30725	60404	0,0293	0,042	
ПК 127-9,19	45408	42272	0,0283	0,50	

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – 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	1070
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{то.обл}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{то.н}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	690	Глубина скважины, м	2775
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	900	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	100
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м (длина по стволу)	3,44 (10)	Динамический уровень скважины h_d , м	1850

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 2.16. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 2.3. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность.

Таблица 2.16 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка, м	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	900	2675	2772	2775
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0,88	9,59	10,44	10,44
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтяной скважины, МПа	0	9,71	20,19	23,07	23,71

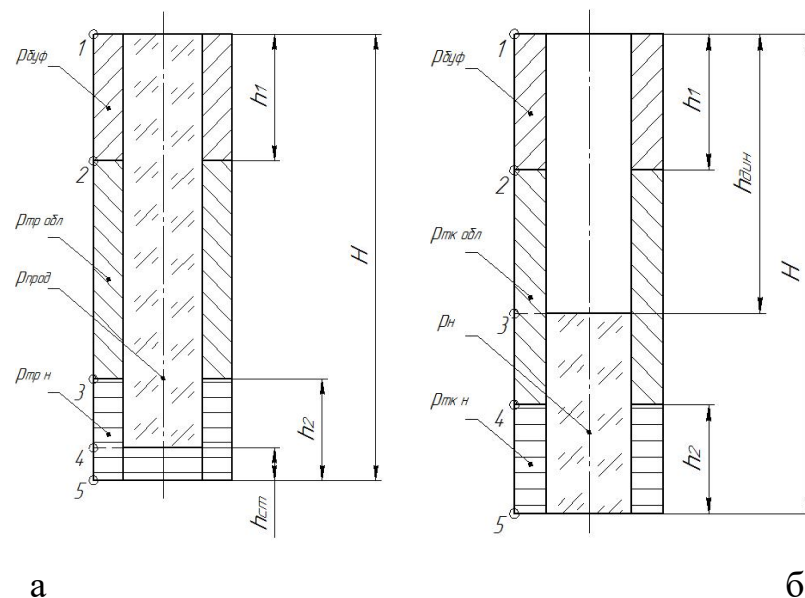


Рисунок 2.3 – Схемы расположения жидкостей в скважине:

- а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении;
 б) в конце эксплуатации нефтяной скважины.

Эпюра давлений для наиболее опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» приведена на рисунке 2.4.

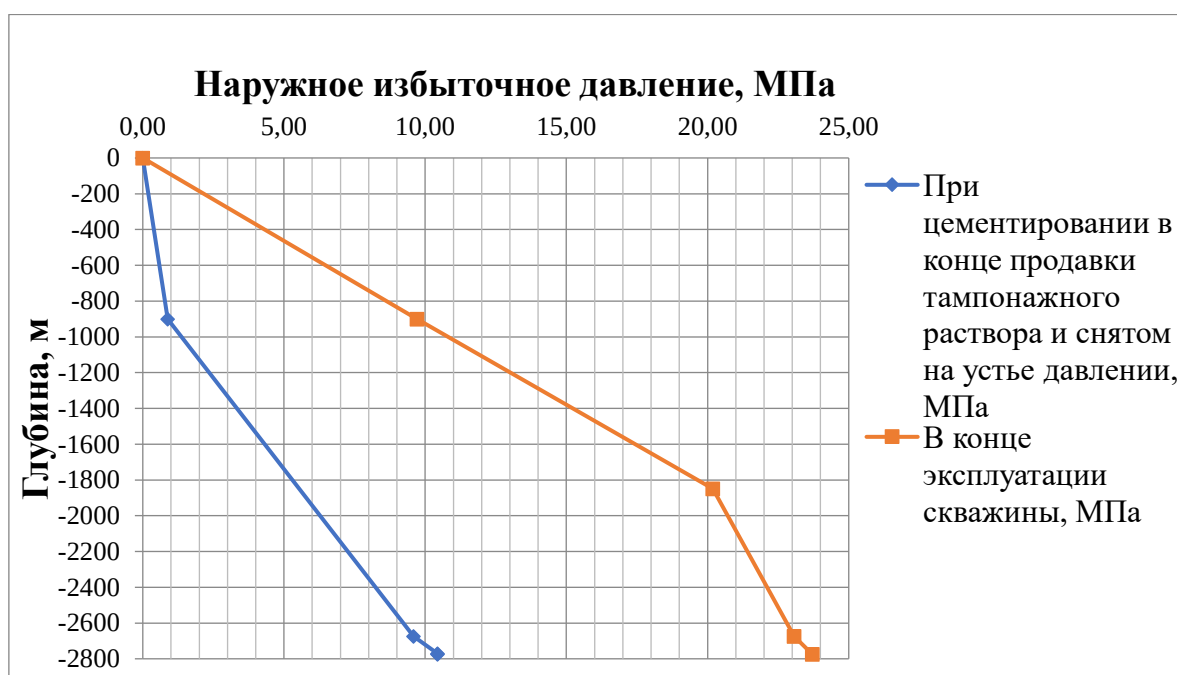


Рисунок 2.4 - Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

Схема расположения жидкостей в скважине при расчете внутренних избыточных давлений изображена на рисунке 2.5. Максимальная величина давления на цементировочной головке составляет $P_{цг} = 20,39$ МПа. Величина давления опрессовки исходя из ожидаемого давления на устье $P_{оп} = 6,6$ МПа. Минимальное требуемое давление $P_{оп\ мин} = 11,5$ МПа больше расчетного, так что расчет производится для давления $P_{оп\ мин}$. Результаты расчета внутренних избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 2.17.

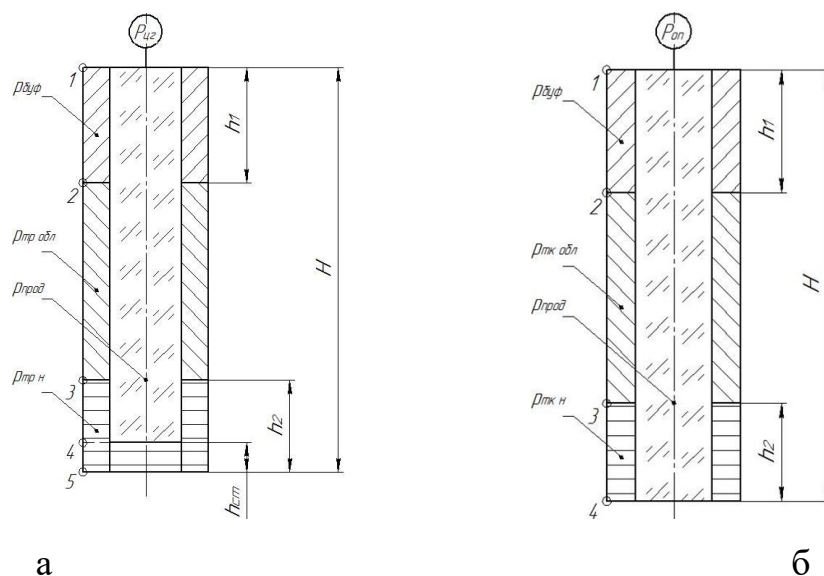


Рисунок 2.5 – Схемы расположения жидкостей в скважине: а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны.

Таблица 2.17 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

Точка, м	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	900	2675	2772	2775
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	20,39	19,51	10,80	9,95	9,95
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	11,5	10,62	8,44	8,32	8,32

Эпюра внутренних избыточных давлений в координатах «глубина – внутреннее избыточное давление» изображена на рисунке 2.6.

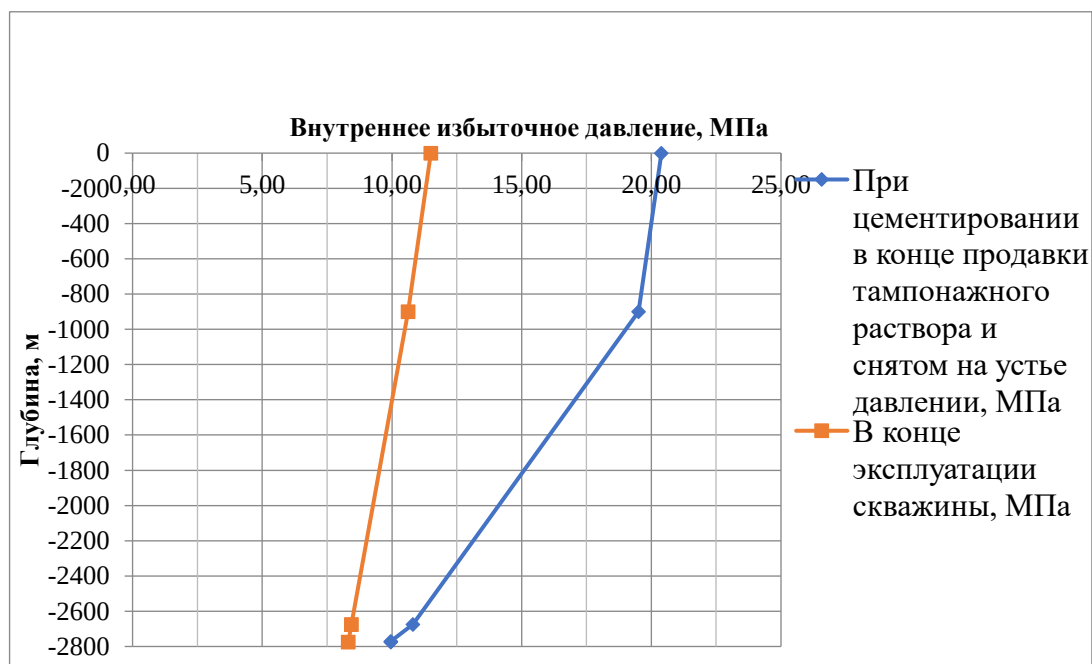


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3. Расчет внутренних избыточных давлений

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес			Интервал установки, м
				1 м трубы, кН/м	Секций, кН	суммарный, кН	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	8,5	203	0,29	58,87	58,87	3067-3270
2	Д	7,7	1332	0,265	353	411,9	1735-3067
3	Д	7,0	1735	0,243	421,6	833,4	0-1735

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле (2.3):

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}}, \quad (2.3)$$

47,75 МПа > 37,85 МПа. Условие выполняется, следовательно, применяем одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ–II–100 с водоцементным отношением $m_n = 0,43$.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ–III–Об(4)–100 с водоцементным отношением $m_{\text{обл}} = 1,16$.

Результаты расчета объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, приведены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Объемы тампонажных смесей и количество составляющих их компонентов

Плотность тампонажного раствора,	Требуемый объем тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объема тампонажного раствора, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
$\rho_{\text{то.н}} = 1900 \text{ кг/м}^3$	2,69	3707,3	1,75
$\rho_{\text{то.обл}} = 1900 \text{ кг/м}^3$	34,48	29607,4	26,95
Сумма	37,49	33314,7	38,70

2.4.2.3. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Согласно РД 39-00147001-767-2000 для применения на данной скважине в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор NaCl плотностью 1100 кг/м³. Данный раствор используется в скважинах с температурами до 100 °С. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м³.

В таблице 2.20 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 2.20 – Рассчитанные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	17,02
Продавочная жидкость	45,07

2.4.2.4. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Максимальное ожидаемое давление на цементировочной головке $P_{цг} = 15,34$ МПа не превышает ранее рассчитанного значения $P_{цг\text{ расч}} = 20,39$ МПа. Максимальное ожидаемое давление на забое скважины $P_z = 39,07$ МПа не превышает давления гидроразрыва $0,95P_{гр} = 40,33$ МПа. Следовательно, дальнейшие расчеты не требуют корректировки.

2.4.2.4.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчетами ее количества разработана технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, приведенная на рисунке 2.7.

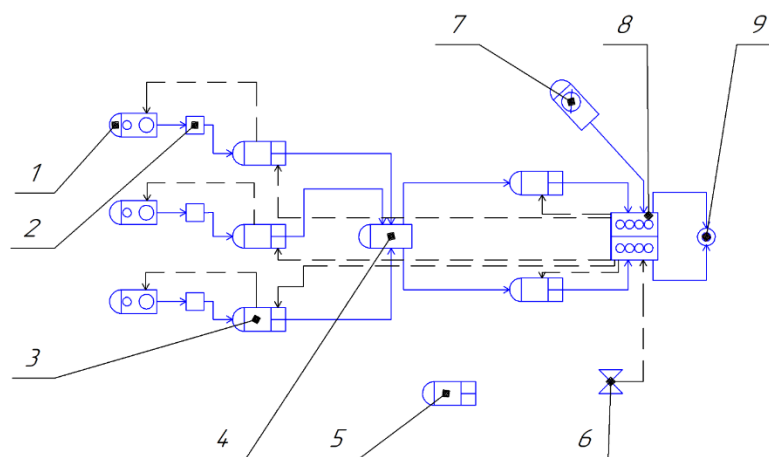


Рисунок 2.7 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСКЦ 01; 8 – блок манифольдов СИН-43; 9 – устье скважины

2.4.2.4.2. Выбор способа цементирования обсадных колонн

График изменения давления на цементировочной головке, построенный по расчетным данным, изображен на рисунке 2.8:

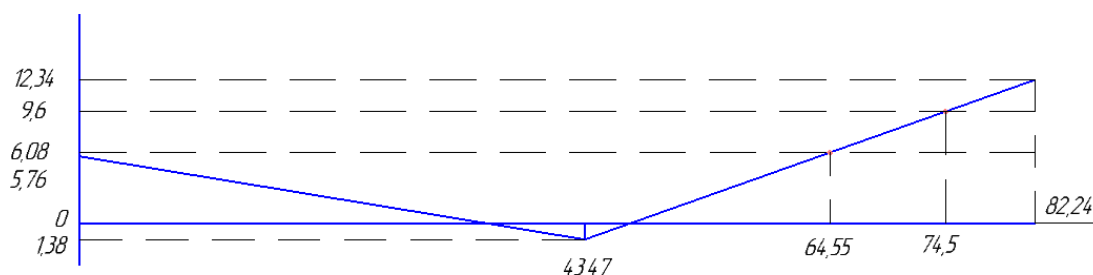


Рисунок 2.8 – Эпюра внутренних избыточных давлений

В таблице 2.21 показаны сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 2.21 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	64,55
IV	9,94
III	7,74

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цсм}} = 51,7$ мин не превышает 75% времени загустевания, которое составляют 90 мин.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку:

- Башмак типа БКМ-168 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- Цементируемый клапан обратный дроссельный типа ЦКОД-145-ОТТМ;
- Головка цементирующая типа ГУЦ-145 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- Разделительные пробки типа ПРП-Ц-В-145;
- Центраторы пружинные типа ЦЦ-2-145/216 (интервалы их установки и количество представлены в таблице 2.22)

Таблица 2.22 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки по стволу, м	Обозначение центратора	Количество, шт
1063-1695	ЦЦ-2-145/216	63
1695-3270		32
Итого		95

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Проектом предусмотрена перфорация обсадной колонны для вторичного вскрытия пластов с целью их дальнейшей эксплуатации. Цель перфорации в том, что в обсадной колонне и цементном кольце пробивают отверстия при помощи беспулевой перфорации (кумулятивный снаряд). Отверстие в колонне создается фокусированными струями газов, которые возникают при взрыве кумулятивных зарядов. Сущность кумулятивного эффекта заключается в том, что при взрыве заряда, обладающего выемкой,

симметричной относительно направления распространения взрывной волны, происходит направленное истечение продуктов взрыва.

При простреле отверстий в колонне на устье устанавливают специальную задвижку, позволяющую закрыть скважину при проявлении пласта после прострела. В процессе перфорации скважина должна быть заполнена раствором для создания противодействия на пласт.

Проектом выбирается кумулятивный перфоратор ПКТ89. Перфоратор обеспечивает необходимую глубину канала, что позволит качественно произвести вторичное вскрытие пласта и получить максимальный дебит скважины. Глубина канала больше расчетного загрязнения продуктивного пласта при первичном вскрытии и цементировании. Минимально необходимое количество перфорационных отверстий, обеспечивающее суммарные потери давления в перфорационных каналах не более 10% от потерь давления в обсадной колонне.

Проектом принимается минимальное количество перфорационных отверстий равное 7 шт.

Для освоения скважины применим метод свабирования. Этот метод освоения является одним из самых простых, экономичных и технологически безопасных на данный момент. Схематически сваб изображен на рисунке 2.8. Для непосредственного использования примем «Комплект инструмента для свабирования, геофизических и ремонтных работ», выпускаемый по ТУ 3666-009-50265270-0. Комплект скважинного оборудования включает: замок канатный, карабин, груз, яс ударный, стандартный сваб с манжетой типа TUF для НКТ с внутренним диаметром 62 мм (наружный 73 мм) и шаблон. В среднем за рейс сваб выносит 0,5-0,7 м³ жидкости. Схематически процесс свабирования изображен на рисунке 2.9.

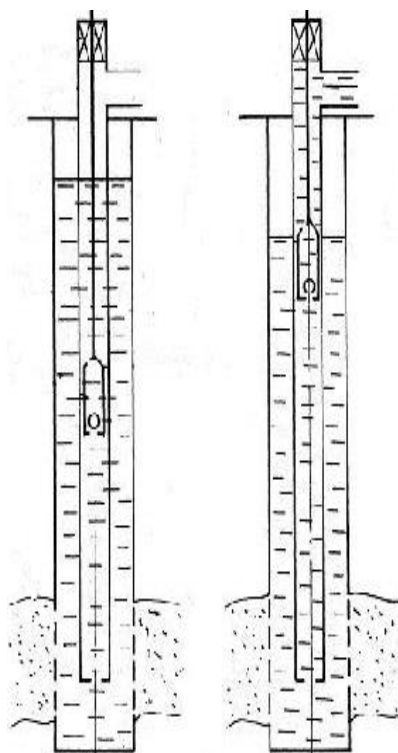


Рисунок 2.8 – Процесс свабирования скважины

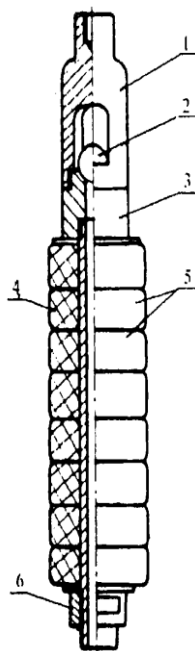


Рисунок 2.9 – Конструкция сваба: 1 – клапанная сетка, 2 – шариковый клапан, 3 – седло клапана, 4 – полый стержень, 5 – прорезиненные манжеты, 6 – гайка

2.5. Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/225 ЭУК-БМ. Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка - БУ 3200/ 200ЭУК-2М2			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	103	[G _{кр}] / Q _{бк}	1,94
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	132	[G _{кр}] / Q _{об}	1,51
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	177	[G _{кр}] / Q _{пр}	1,13
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т (Q _{вלב})	230	k _{по} = P _о / P _{бо} (k _{по} >1,25)	7,72
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	103		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	132		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	20		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{бо})	90		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	108	640	
3	42	309	
4	32	92	

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Исследование влияния концентрации твердой фазы в дисперсионной среде на скорость фрикционного износа эластомера

3.1. Актуальность исследования

Проанализировав тенденции развития техники, используемой для строительства нефтегазовых скважин, можно убедиться в том, что в настоящее время одним из основных приводов породоразрушающих инструментов являются винтовые забойные двигатели (ВЗД). Объемы бурения с применением ВЗД в настоящее время по большинству нефтегазодобывающих районов России составляет 30-50% [6].

Однако, согласно данным ООО «Газпром Бурение» и «КСА Deutag», в год происходит до 12 аварий с ВЗД, приводящих к долгим восстановительным работам на скважине или же полной ее ликвидации. При этом примерно 50% от всех отказов было связано именно с износом рабочих органов, представляющих собой пару трения резина-металл (стальной ротор – резинометаллический статор). Срок эксплуатации ВЗД составляет от 90 до 235 часов [7].

Резинометаллический статор является элементом, лимитирующим работоспособность винтового забойного двигателя. Одной из основных причин отказов статора является разрушение резиновой обоймы, работающей в неблагоприятных скважинных условиях и находящейся в том числе под воздействием абразивных механических примесей. В настоящее время влияние концентрации твердой фазы в буровом растворе на износ эластомеров ВЗД не изучено в достаточной степени. Поэтому оценка влияния данного фактора на состояние эластомера является актуальным научным направлением. Данная работа посвящена оценке влияния концентрации твердой фазы в растворе на состояние эластомера при механическом воздействии на него.

Было проведено две серии экспериментов: оценка износа образца эластомера в присутствии дисперсионной среды бурового раствора (дизельное

топливо, соляной раствор), а также в присутствии реального полимерглинистого бурового раствора с различными концентрациями глины и полимерного реагента. Экспериментальные исследования проводились на специальном стенде, позволяющем варьировать величину нагрузки, характер нагружения (рассматривались варианты воздействия резанием и трением), использовать различные дисперсионные среды и буровые растворы.

3.2. Методика исследования

В исследованиях рассматривались две дисперсионные среды бурового раствора – дизельное топливо и соляной раствор. Выбор обусловлен опытом предыдущих исследований, в которых зафиксированы следующие зависимости: в дизельном топливе шло размягчение резины ИРП-1226, а в соляном растворе образец, наоборот, образец становился менее упругим, наблюдалось его твердение. Образцы изготавливались в форме цилиндров диаметром до 43 мм и толщиной до 11,5 мм. Условия износа создавались в специальном цилиндрическом стакане, конструкция которого позволяет зафиксировать неподвижно образец, рисунок Е.1 в приложении Е. После установки и фиксации образца стакане наполнялся дисперсионной средой бурового раствора. Абразивное воздействие на образец создавалось с помощью специального инструмента с плоским профилем круглого сечения диаметром 36, рисунок Е.2 в приложении Е. В качестве привода экспериментального стенда был использован вертикальный сверлильный станок. Частота вращения была постоянной для всех экспериментов и равна 180 об/минуту. Нагрузка на инструмент создавалась с помощью навески грузов на штурвал станка и составляла 4 кг. В качестве абразивного реагента использовалась навеска песка в массовом отношении 1, 3, 5, 7 и 10% от массы дисперсионной среды. Длительность эксперимента составляла 5 минут.

Результаты проведенных экспериментов представлены в таблицах Е.1-Е.4 в приложении Е. Обработка результатов эксперимента представлена в виде графиков на рис. 3.1. Отмечено, что в каждом из случаев масса образца

увеличивается. Это обусловлено тем, что под воздействием профиля инструмента частицы песка внедряются в образец. Несмотря на то, что после визуального осмотра образцов было отмечено наличие истирания его по плоскости работы инструмента, при такой постановке эксперимента наблюдается по большей части «армирование» приповерхностной зоны образца мелкодисперсным песком. Оно впоследствии тормозит процесс абразивного воздействия по двум причинам: уменьшается содержание абразива (песка) в растворе, происходит переизмельчение оставшегося песка на границе профиля инструмента и «армированной» части образца. Другими словами, происходит взаимодействие не по принципу «металл – песок в дисперсионной среде – резина», а по принципу «металл – песок в дисперсионной среде – песок в приповерхностном слое резины». При прочих равных условиях для образца в дизельном топливе получен больший прирост массы. Это обусловлено тем, что он размягчается в данной среде, становится более приемистым для песка и сам набухает под воздействием дизельного топлива. Также, в глинистом и полимер-глинистом растворах наблюдается истирание образцов, а в полимер-глинистом растворе наименьший прирост массы образца.

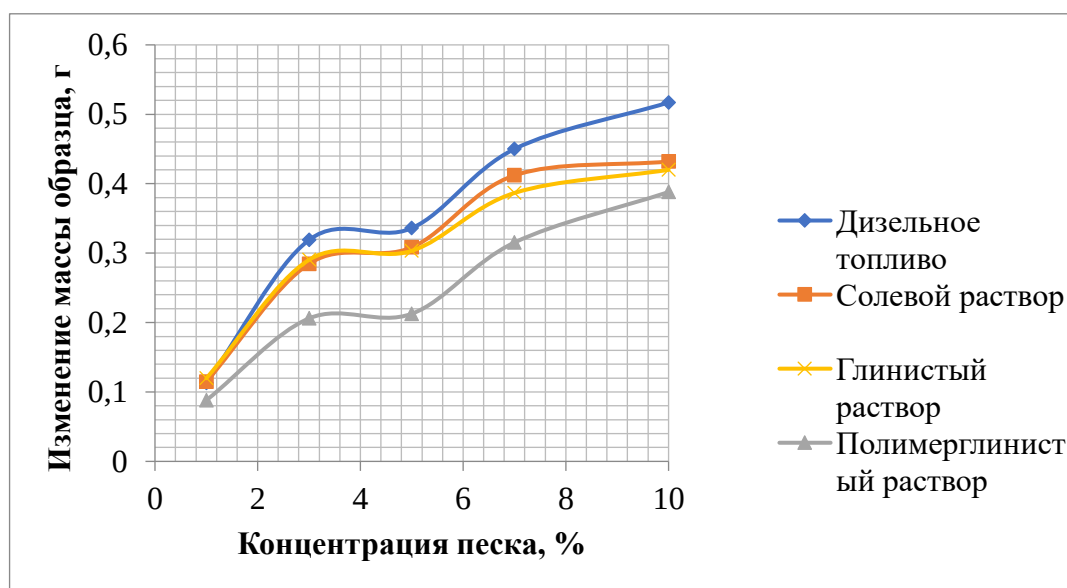


Рисунок 3.1 – Полученные зависимости изменения массы образца от концентрации содержания твердой фазы в рассмотренных средах

Выводы

Отмечено, что на процесс взаимодействия абразива и образца немаловажное влияние оказывает дисперсионная среда бурового раствора. Не исключено, что в процессе работы реального ВЗД также наблюдается «армирование» статора твердой фазой, находящейся в буровом растворе, что может стать в дальнейшем причиной дополнительного износа рабочей пары. Также, в глинистом и полимер-глинистом растворах наблюдается истирание образцов. В следующих исследованиях планируется провести повторный эксперимент с применением инструмента с режущим профилем, что позволит симитировать процесс износа эластомера в присутствии абразивного материала в дисперсионной среде в ускоренном режиме.

Таким образом, вопрос контроля концентрации абразивных агентов и твердой фазы в буровом растворе является актуальным с позиции увеличения срока службы эластомера ВЗД.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия Стрежевской филиал АО «Сибирская сервисная компания» (СФ АО ССК)

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в т.ч. горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

Согласно единому государственному реестру юридических лиц компания зарегистрирована 24 декабря 1999 года. 1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал. В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отрадненский. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%).

С июля 2016 года Стрежевской филиал сменил территориальное расположение и в настоящее время располагается в городе Новый Уренгой.

Основными заказчиками Стрежевского филиала АО «ССК» являются: ООО «Новатэк Таркосаленефтегаз», АО «Сибнефтегаз», ООО ЯРГЕО, АО «Роспан интернешнл», АО «Томскнефть» ВПК, ООО «Газпромнефть-Восток», ООО «Томская нефть».

4.1.2 Организационная структура управления предприятием

Данное предприятие возглавляет директор филиала, у которого в подчинении находятся шесть заместителей: Первый заместитель директора -технический директор, заместитель директора по маркетингу, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по общим вопросам, заместитель директора по работе с персоналом, заместитель директора по вопросам безопасности.

В расположении технического директора находятся следующие руководители: главный геолог, главный технолог, заместитель директора по производству, заместитель директора по охране труда и технике безопасности, все они возглавляют соответственно следующие отделы – технологический отдел, геологический отдел, центральный пункт диспетчерской службы (ЦПДС), отдел по охране труда и технике безопасности. Отдел компьютерных технологий, производственно - технический отдел бурения, производственно-технический отдел капитального ремонта скважин (КРС), отдел главного энергетика и отдел главного механика подчиняются техническому директору. Инженерно-технологическая служба (ИТС) является органом оперативного управления, а также основным производством, обеспечивающим выполнение плана строительства скважин в целом по всему предприятию по установленной технологии. Начальнику РИТС подчинены начальники смен РИТС, через ни он распоряжается и руководит работой буровых бригад. В РИТС входят четыре буровые бригады.

На 1.09.2014. в СФ АО «Сибирская сервисная компания» работало: 312 человек РСС и 864 человека рабочих, всего – 1176 человек.

Стоимость основных фондов на 2015 год составляет порядка 1,5 млрд руб.

4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1. Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

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 расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [12].

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований

насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\sum T_{\text{мон}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле (4.2.1):

$$T_{\text{Б1}} = T_{\text{Б1}} \cdot h, \quad (4.1)$$

где $T_{\text{Б1}}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час; h – величина нормативной пачки, метр.

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 расчёте 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:

$$T_{\text{СП}} = \frac{(N_{\text{СП}} \cdot T_{1\text{св}})}{60}, \quad (4.2)$$

$$T_{\text{ПОД}} = \frac{(N_{\text{ПОД}} \cdot T_{1\text{св}})}{60}, \quad (4.3)$$

где $N_{\text{СП}}$, $N_{\text{ПОД}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; $T_{\text{СП}}$, $T_{\text{ПОД}}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час; $T_{1\text{св}}$ – нормативное время на спуск и подъём одной свечи по ЕНВ, час.

Ввиду того, что для бурения всех интервалов, за исключением интервала под хвостовик, количество спускаемых свечей определяется из компоновки бурильных труб интервала предыдущего рассчитываемому. Так для интервала под направление, как для первого интервала, количество спускаемых свечей равно 0, поскольку бурение начинается с использованием только инструмента

КНБК, для интервала под кондуктор – 2 свечи, под эксплуатационную колонну – 41

Количество поднимаемых свечей соответствует количеству свечей, запроектированных в КНБК для бурения каждого интервала. Под направление – 2, под кондуктор – 41, под эксплуатационную колонну – 135.

Рассчитанное время СПО приведено в таблице Ж.1 приложения Ж.

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [3]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [4]. Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 34,2 часа; на спуско-подъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытуемого пласта – 10,8 часов; на работы по вызову притока флюида – 25,3 часа; на работы по исследованию объектов в скважине – 163,3 часа; на работы по задавке скважины – 2,7 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов – 12,1 часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 248,4 часов или 10,35 суток:

$$\sum T_{\text{исп}} = 34,2 + 10,8 + 25,3 + 163,3 + 2,7 + 12,1 = 248,4 \text{ ч}$$

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на Соболином нефтяном месторождении приведена в таблице Ж.1 приложения Ж.

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{3260}{193,62} = 16,8 \text{ м/ч}, \quad (4.4)$$

где H – длина скважины, м; t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_p = \frac{H}{t_M + t_{\text{СПО}}} = \frac{3260}{193,62 + 35,76} = 14,2 \text{ м/ч}, \quad (4.5)$$

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

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{3260 \cdot 720}{558,5} = 4202,7 \text{ м/ст. мес}, \quad (4.6)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{3260}{3} = 1086,6 \text{ м}, \quad (4.7)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

– буровой мастер	1 чел.
– помощник бурового мастера	3 чел.
– бурильщик 6 разряда	4 чел.
– бурильщик 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 5 разряда	4 чел.
– помощник бурильщика 4 разряда	4 чел.
– электромонтёр 5 разряда	4 чел.
– слесарь 5 разряда	2 чел.
– лаборант	2 чел.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 558,5 часов или 23,3 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на Соболином нефтяном месторождении приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж	45												
2.Бурение	23,3												
3.Испытание	10,4												

4.3. Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

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

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49 [16]:

- Часть I – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- Часть II – строительные и монтажные работы;
- Часть III – 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 по времени и по объему.

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

К затратам, зависящим от объема бурения (1 м проходки), относятся расход долот, износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [17] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах Ж.2 и Ж.3 приложения Ж соответственно.

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

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины, которое составляет 78,7 суток. Стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки составляет 389,3 руб. в сутки. Тогда стоимость

эксплуатации теплофикационной котельной установки за все время составит 30 610 руб. в ценах 1984 года или 6 250 562 руб. в текущих ценах.

Затраты, описанные в остальных главах рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав.

Для перевод цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2 [18].

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице Ж.4 приложения Ж.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки $C_c^{1м}$ составит:

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см-П}}{H} = \frac{271064812-9226504}{3542} = 73\,924 \text{ руб/м.}$$

4.4. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: БИТ 190,5 В 816 У	Внедряемое долото БИТ 190,5 В 816 УЕМ
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	2775	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	1063-3260	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3000	4200
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	29
7	Время СПО, ч	13,83	
8	Цена долота в ценах 2017 г., руб	381 600	773 400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	2197	
10	Количество долблений	$2197/3000 = 0,723$	$2197/4200 = 0,523$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$2197/25,5 = 86,1$	$2197/29 = 75,76$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$86,1 + 13,83 = 99,93$	$75,76 + 13,83 = 89,59$
13	Экономия времени, ч	$99,93 - 89,59 = 10,14$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	

Продолжение таблицы 4.2

15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$381\,600 * 0,723 = 275\,897$	$773\,400 * 0,523 = 404\,488$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$99,93 * 45825,4 = 4\,579\,323$	$89,59 * 45825,4 = 3\,986\,809$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$275\,897 + 4\,579\,323 = 4\,855\,220$	$404\,488 + 3\,986\,809 = 4\,391\,297$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$4\,855\,220 - 4\,391\,297 = 463\,923$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$463\,923/2197 = 212$	
20	Экономический эффект на долото	$212 * 4200 = 886\,880$	
21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$773\,400/886\,880 = 0,87$	

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74) [19]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Строительство скважины: 1. Эксплуатация бурового оборудования; 2. Механическое бурение; 3. Спуско-подъемные операции; 4. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей; 6. Освоение скважины.	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровня шума; 3. Превышение уровня вибрации; 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток; 3. Значительная высота расположения рабочего места над уровнем земли 4. Пожаровзрывобезопасность	ГОСТ 12.1.005-88 [20] МР 2.2.7.2129-06 [21] ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [22] ГОСТ Р 12.4.213-99 [23] ГОСТ 12.1.029. [24] ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [25] ГОСТ 26568-85 [26] ГОСТ 12.1005-88 ССБТ [27] СНиП 2.04.05-91 [28] ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [29] СП 52.13330.2011 [30] Приказ от 12.03.2013 г. №101 [31] Р 3.5.2.2487—09 [32] РД 10-525-03 [33] ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [34] «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [35] РД 34.21.122-87 [36] ПП РФ №316 [37] ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [38]

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Проанализируем вредные производственные факторы: характеристику данного фактора, предельно допустимые нормы, обоснование мероприятий по их устранению, а также средства защиты.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат представляет собой совокупность действующих на организм человека температуры, влажности, давление, скорости движения воздуха, а также температура окружающих поверхностей, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [21].

Строительство скважины выполняется на открытом воздухе в холодный период год; к средствам индивидуальной защиты можно отнести комплект средств индивидуальной защиты от холода СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор), к коллективным – укрытие рабочей площадки. При достижении температуры ниже -40°C также предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [20]. Нормы приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Режимы труда и отдыха в холодное время года [20]

Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Превышение уровня шума

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

воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

Превышение уровня вибрации

Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [22]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [23] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [23]

Наименование вещества	Величина ПДК _{РЗ} , мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДК _{РЗ} , мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие:	-	Пары нефти, бензина	10
– Углеводороды	100	Сероводород	3
– Диоксид серы	10	Оксиды серы	10
– Диоксид углерода	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями, изложенными в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование». [24] Очистка воздуха от примесей должна обеспечивать содержание веществ в воздухе не более 30% ПДК_{РЗ}.

СИЗ органов дыхания должны соответствовать ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ «Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования». [25]

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест внутри и снаружи буровой установки характеризуется освещённостью, яркостью и др. Недостаточная освещенность рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление, способствует развитию близорукости, сопровождается снижением интенсивности обмена веществ в организме. Согласно требованиям СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение», [26] освещение рабочего места должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному.

На буровой установке используется естественное, искусственное и комбинированное освещение. Нормы освещенности на буровой установке, утвержденные приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» [27]: роторный стол – 100 лк; путь движения талевого блока – 30 лк; помещения вышечного и насосного блоков, превенторная установка – 75 лк; лестницы, марши, сходы, приемный мост – 10 лк.

Повреждения в результате контакта с живыми организмами

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [27].

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Приведем описание опасных производственных факторов, включающее в себя характеристику производственного фактора и обоснование мероприятий по их устранению.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Фактор возникает во время выполняемых технологических операций при невыполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности, приводящих к возникновению механических травм.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [26], а также проведение своевременных инструктажей по технике безопасности, вывешивание оповещающих знаков при проведении ремонтных работ, обеспечение рабочего персонала СИЗ (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.).

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны согласно РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний машин» [28] должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора. Испытание включают в себя: внешний осмотр, статическое испытание, динамическое испытание.

Электрический ток

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

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [29];
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления буровой установки (расчет заземления приведен в приложении И);
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расположение рабочего места на значительной высоте

Опасный фактор возникает в процессе вышкомонтажных работ и спуско-подъемных операций и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения. Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНПП [13] и включают в себя использование страховочного троса и оборудование рабочего места перильным ограждением высотой не менее 1 м. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов (у резервуаров - не более 50 градусов), ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м [17].

Пожаровзрывоопасность

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, поступающими из скважины (нефть, газ и т.д.), разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления (ГНВП), или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- Запрет на расположение электропроводки в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- Запрет на хранение горюче-смазочных материалов (ГСМ) в металлических емкостях ближе 20 метров от установки;
- Отведения специальных мест для курения и разведения огня.
- Оборудование сварочного поста для проведения сварочных работ.
- Использование предохранителей для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах.
- Установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

- Оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии в соответствии с РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»; [18]
- Обеспечение буровой средствами пожаротушения (пожарные щиты располагаются у входа на буровую, в насосной, в котельной, у системы ПВО, на складе ГСМ, у культбудки;

Каждый пожарный щит, согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме», [19] должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.); багор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- Исключение наличия источников возгорания;
- Испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [13];
- Установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд;

Также необходимо исключить вероятность достижения определенным веществами нижнего предела взрываемости (далее НПВ) согласно ГОСТ 12.1.044-84 «ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов»: [20]

Природный газ – не более 4% по объему;

Пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;

Сероводород – не более 4,3% по объему.

5.2. Экологическая безопасность

5.2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Строительство скважин при определенных условиях может сопровождаться большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице И.1 приложения И.

5.2.2. Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [32].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 23.02.1994 №140 [33].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь

комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [34].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;

- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;

- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р – 402;

- уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

При строительстве скважин существует вероятность возникновения чрезвычайной ситуации, как природного, так и техногенного характера. Результаты анализа вероятных ЧС приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин является газонефтеводопроявление (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются: недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой; недолив скважины при спуско-подъемных операциях; поглощение жидкости, находящейся в скважине; уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта; длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

Также к чрезвычайным ситуациям можно отнести разливы нефти, которые могут быть вызваны неконтролируемым поступлением пластовых флюидов на поверхность (фонтан), при испытании скважины на продуктивность при нарушении правил эксплуатации оборудования, а также при утечке буровых растворов на углеводородной основе.

5.3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [26]. 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 [35].

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [36]. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [37]. Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [38]

5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады по большей части выполняется стоя, однако на сегодняшний день в связи с широким обновлением парка буровых установок все большая часть элементов управления концентрируется в одном месте, что позволяет выполнять работу сидя. Тем не менее, эти изменения касаются только места работы бурильщика. Таким образом, рабочие места помощников бурильщика должны оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [39]. На буровых установках нового поколения рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов

безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [40].

Заключение

Геологическая часть данной работы включает в себя экономическую характеристику района работ, газонефтеводоносность, возможные осложнения, исследовательские работы и условия бурения.

В технологической части были обоснованы и рассчитаны профиль скважины, конструкция, способ бурения, процессы заканчивания, цементирования и освоения скважины, гидравлическая программа промывки, выбрана буровая установка, породоразрушающий инструмент, элементы компоновки бурильной колонны, режимы бурения, очистные агенты и применяемое оборудование, а также приведены мероприятия по предотвращению осложнений и аварий при строительстве скважины.

Раздел «Социальная ответственность» включает в себя проблемы экологической и производственной безопасности, а также действий во время чрезвычайных ситуаций.

Раздел «Финансовый менеджмент» включает в себя организационную структуру буровых компаний, нормативную карту строительства, а также расчет эффективности мероприятий по повышению технико-экономических показателей и сметную стоимость бурения и крепления скважины.

Специальная часть выпускной квалификационной работы содержит результаты исследований, а также приведена зависимость износа эластомеров винтовых забойных двигателей от содержания в них твердой фазы.

Список публикаций студента по теме исследования

Коровкин П.И. Оценка влияния концентрации твердой фазы в растворе на состояние эластомера при механическом воздействии на него [Текст] / Коровкин П.И., Хохлов А.Л., Епихин А.В // 71-ая Международная научная конференция «Нефть и газ – 2017»: сб. трудов. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017 – 432 с.

Список использованных источников

1. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000-679 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
3. 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.
4. С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2008. - 109 с.
5. В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2006. - 24 с.
6. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д. Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели. М.: Недра. 1999. С. 374.
7. Кочнев А.М., Голдобин В.Б. Разработка гаммы винтовых забойных двигателей и результаты их применения при бурении и капитальном ремонте скважин / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – № 6-7. – С. 2-6.
8. Тимашев Э.О., Ямалиев В.У. Анализ причин разрушения эластомеров обойм винтовых насосов// Электронный научный журнал

«Нефтегазовое дело». 2005. №2. URL:

http://ogbus.ru/authors/Timashev/Timashev_1.pdf

9. Балденко, Д.Ф. Новая серия ВЗД для горизонтального бурения / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ. – 1995. – № 10-11. – С. 23-25.

10. Балденко, Д.Ф., Балденко Ф.Д., Шмидт А.П. Винтовые забойные двигатели: Новые конструкции и способы управления / М.: Нефтяное хозяйство. –1997. – № 1. – С. 13-17.

11. ООО «СГК-Бурение» [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sgkburenje.com/page/7> (дата обращения: 25.05.2017).

12. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 26.05.2017).

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

14. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevyennormy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyih-naneft-i-gaz.html (дата обращения: 26.05.2017).

15. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 26.05.2017).

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

17. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.

18. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017-04ти "Об

индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.

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

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

21. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

22. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

23. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.

24. СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование».

25. ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

26. Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».

27. Р 3.5.2.2487-09 «Руководство по медицинской дезинсекции».

28. РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин».

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

30. Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».

31. ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения».

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

33. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140 «О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы».

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

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

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

37. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

38. Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации».

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

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

Приложение В

(обязательное)

Исходная информация по Соболиному месторождению Томской области

Таблица В.1 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфическ	Интервал, м		Краткое название горной породы	Процент содержа	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Раскол ность породы	Абразив ность	Категория породы по промыслу
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	25	глины	50	2,1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
			суглинки	10	2	-	0	30	0	10	2	4	мягкая
			супеси	10	2	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
Pg ₃ nk	25	130	пески	50	2,4	-	600	-	0	0	1	10	мягкая
			глины	50	2,4	-	0	95	0	10	2	4	Мягкая
Pg ₂₋₃	130	225	пески	30	2,5	-	600	-	0	10	2	10	мягкая
			алевролит	30	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
			глины	40	2,4	-	0	95	0	0	1	4	мягкая
Pg ₂ ll	225	654	глины	100	2,1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
Pg ₂ tl	654	703	глины	90	2,4	-	1	90	0	10	2	4	мягкая
			песчаник	10	2,6	3	600	8	0	0	1	10	мягкая

Продолжение таблицы В.1

K2 gn	703	872	глины	100	2,4	-	0	95	5	10	3	4	мягкая
K2 bz	872	1001	глины	95	2,4	-	0	95	0	15	3	4	мягкая
			песчаник	5	2,6	32	450	5	3	25	2	10	мягкая
K2 kz	1001	1019	глины	100	2,4	-	0	90	2	15	3	4	мягкая
K1-2	1019	1803	глины	40	2,4	-	0	95	2	25	3	4	мягкая
			песчаник	35	2,6	31	1000	5	3	30	2	10	средняя
			алевролит	15	2,6	13	10	18	5	35	3	6	средняя
			пески	10	2,5	38	1450-	7	3	20	1	10	средняя
K1 al	1803	1865	песчаник и	10	2,2	22	20-50	5	5	30	2	10	средняя
			глины	90	2,4	16	0	95	2	25	3	4	мягкая
K1 kls	1865	2319	песчаник и	25	2,2	20	10	15	5	35	3	10	средняя
			глины	75	2,4	20	0	95	10	30	3	4	средняя
K1 tr	2319	2416	песчаник	80	2,3	19	20-50	20	5	40	3	10	средняя
			глины	20	2,4	20	0	100	2	25	3	4	средняя

Продолжение таблицы В.1

K ₁ klm	2416	2699	аргиллит	10	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
			песчаник	15	2,3	15	10-250	20	5	45	3	10	средняя
			алевриты	40	2,3	10	0	25	5	-	3	10	средняя
			алевролит	35	2,3	10	0	25	5	35	3	6	средняя
J3 bg	2699	2717	аргиллит	100	2,4	5	0	95	5	70	3	4	средняя
J3 gr	2717	2719	аргиллит	50	2,4	5	0	95	5	80	3	4	средняя
			известняк	10	2,5	18	5-100	35	65	100	1	4	средняя
			алевролит	40	2,3	10	5	25	5	65	3	6	средняя
J3 vs	2719	2775	угли	5	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
			алевролит	60	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			песчаник	35	2,3	15	5-100	20	5	65	3	10	средняя

Таблица В.2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического о подраздел- ения	Интервал, м		Градиент давления								Температу- ра
	от	до	пластового		порового		гидроразрыва пород		горного		градус
			кгс/см на м		кгс/см на м		кгс/см на м		кгс/см на м		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
Q	0	25	0	0,1	0	0,1	0	0,168	0	0,214	6
P ₃ /nkr	25	130	0,1	0,1	0,1	0,1	0,168	0,174	0,214	0,227	9
P ₃ +P ₂ /ch	130	225	0,1	0,1	0,1	0,1	0,174	0,176	0,227	0,231	14
P ₂ /llv	225	654	0,1	0,1	0,1	0,1	0,176	0,177	0,231	0,231	21
P ₁ / tl	654	703	0,1	0,1	0,1	0,1	0,177	0,177	0,231	0,231	26
K2/gn	703	872	0,1	0,1	0,1	0,1	0,177	0,178	0,231	0,232	31
K ₂ /bz	872	1001	0,1	0,1	0,1	0,1	0,178	0,179	0,232	0,232	36
K2/kz	1001	1019	0,1	0,1	0,1	0,1	0,179	0,179	0,232	0,232	36
K ₂ +K ₁ /pk	1019	1803	0,1	0,1	0,1	0,1	0,179	0,179	0,232	0,232	63
K ₁ /al	1803	1865	0,1	0,1	0,1	0,1	0,179	0,18	0,232	0,232	65

Продолжение таблицы В.2

K ₁ /vrt	1865	2319	0,1	0,1	0,1	0,1	0,18	0,179	0,232	0,23	80
K ₁ /tr	2319	2416	0,1	0,1	0,1	0,1	0,179	0,178	0,23	0,232	84
K-,/klm	2416	2699	0,1	0,1	0,1	0,1	0,178	0,18	0,232	0,233	96
J3/bg	2699	2717	0,1	0,1	0,1	0,1	0,18	0,18	0,233	0,233	97
J3/gr	2717	2719	0,1	0,102	0,1	0,102	0,18	0,18	0,233	0,234	99
J3+J2/vs	2719	2775	0,102	0,102	0,102	0,102	0,18	0,18	0,234	0,234	101

Таблица В.3 – Нефтегазоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J ₃ / vs (Ю ₁ ^{1a})	2720	2725	поровый	0,690	-	89	-
Водоносность							
Q	0	25	поровый	1,0	-	-	Да.
Pg ₃ NK	25	225	поровый	1,0	-	-	Да. Хим. состав (преобладающий): HCO ₃ ⁻ - 98 мг-экв/л, Na ⁺ - 92.5 мг/л
P ₁ /TL	654	703	поровый	1,003	-	-	Нет. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 3386 мг/л, Na ⁺ - 196 мг/л
K ₂ +K ₁ /PKR	1019	1803	поровый	1,007	-	-	Нет. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ -10993 мг/л, Na ⁺ - 6414 мг/л
K ₁ /VRT	1865	2319	поровый	0,772	-	-	Нет. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 13347,5 мг/л, Na ⁺ - 9591 мг/л
K ₁ /KLM	1865	2319	поровый	0,766	-	-	Нет Хим состав:, Cl ⁻ - 13347,5 мг/л, Na ⁺ - 9591 мг/л
J ₃ +J ₂ /VS	2719	2775	поровый	0,769	-	-	Нет, Хим состав: Cl ⁻ - 21188 мг/л

Таблица В.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
Q - P ₃ +P ₂ /chg P ₂ /11v K ₂ /gn +K ₂ /gn K ₂ +K ₁ /pkr J ₃ /bg	0 225 703 1019 2699	225 370 850 1803 2717	Осыпи и обвалы горных пород	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодействие столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины
P ₁ /ti –K ₂ +K ₁ /pkr K ₁ /vrt – J ₃ +J ₂ /vs	654 1865	1803 2775	Прихватаопасность	Вид прихвата - сальникообразование и заклинка КНБК, дифференциальный прихват от перепада давления. Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
K ₂ +K ₁ /pkr	1019	1803	Поглощение бурового раствора	Превышение плотности, вязкости и СНС бурового раствора над проектными значениями, плохая очистка бурового раствора, недопустимо высокие скорости спуска бурильного инструмента
K ₂ +K ₁ /pkr J ₃ +J ₂ /vs	1019 2720	1803 2725	Нефтеводопроявления	Нефтеводопроявление с плотностью нефти 0,772 г/см ³ и воды 1,013 г/см ³ . Возникает при несоблюдении параметров бурового раствора, снижении противодействия на пласт ниже гидростатического, превышении скорости подъема инструмента.

Продолжение таблицы В.4

P2/iv	225	370	Посадки и заклинка обсадной колонны кондуктора	Недостаточная очистка ствола скважины от выбуренной породы, сужение ствола скважины, образование сальников из выбуренных глинистых пород и оставление их в стволе скважины при шаблонировании
K2/gn, K2/kz	703	1019		
P1/ti	654	703	Разжижение бурового раствора с потерей его свойств	Разбавление бурового раствора агрессивными пластовыми водами
K2+K1/pkr	1019	1803		

Таблица В.5 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
1	2	3	4	5
Кондуктор (0-1050)				
50	1050	Кавернометрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения.	Кедр-80 СКПД
50	1050	Инклинометрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения.	Телем. система Slim Pulse
0	1050	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»
0	1050	Акустическая и плотностная цементометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе.	АКЦ-75 ЦМГА-2
0	1050	Каротаж: ПС+КС, ВИКИЗ, БК; АКШ, ГК+НКТ, ГГК-П, НК	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Комплекс приборов «КАСКАД»

Продолжение таблицы В.5

Эксплуатационная колонна (0-2775)				
1050	2775	Геолого-технические исследования	В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»
1050	2775	Каротаж: ПС+КС, ВИКИЗ, БК; АКШ, ГК+НКТ, ГГК-П, НК	В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Комплекс приборов «КАСКАД»
1050	2775	Кавернометрия, профилометрия	В открытом стволе. В процессе бурения.	ПС, ИК 4СКП-Т
1050	2775	Инклинометрия	В открытом стволе. В процессе бурения. Через 10 м.	Телем. система Slim Pulse
0	2775	Акустическая и плотностная цементометрия	В обсаженном стволе. Во время процесса бурения.	АКЦ-75 ЦМГА-2
0	2775	Термометрия	В обсаженном стволе. Во время процесса бурения.	ТЭГ-60

Приложение Г

(обязательное)

Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

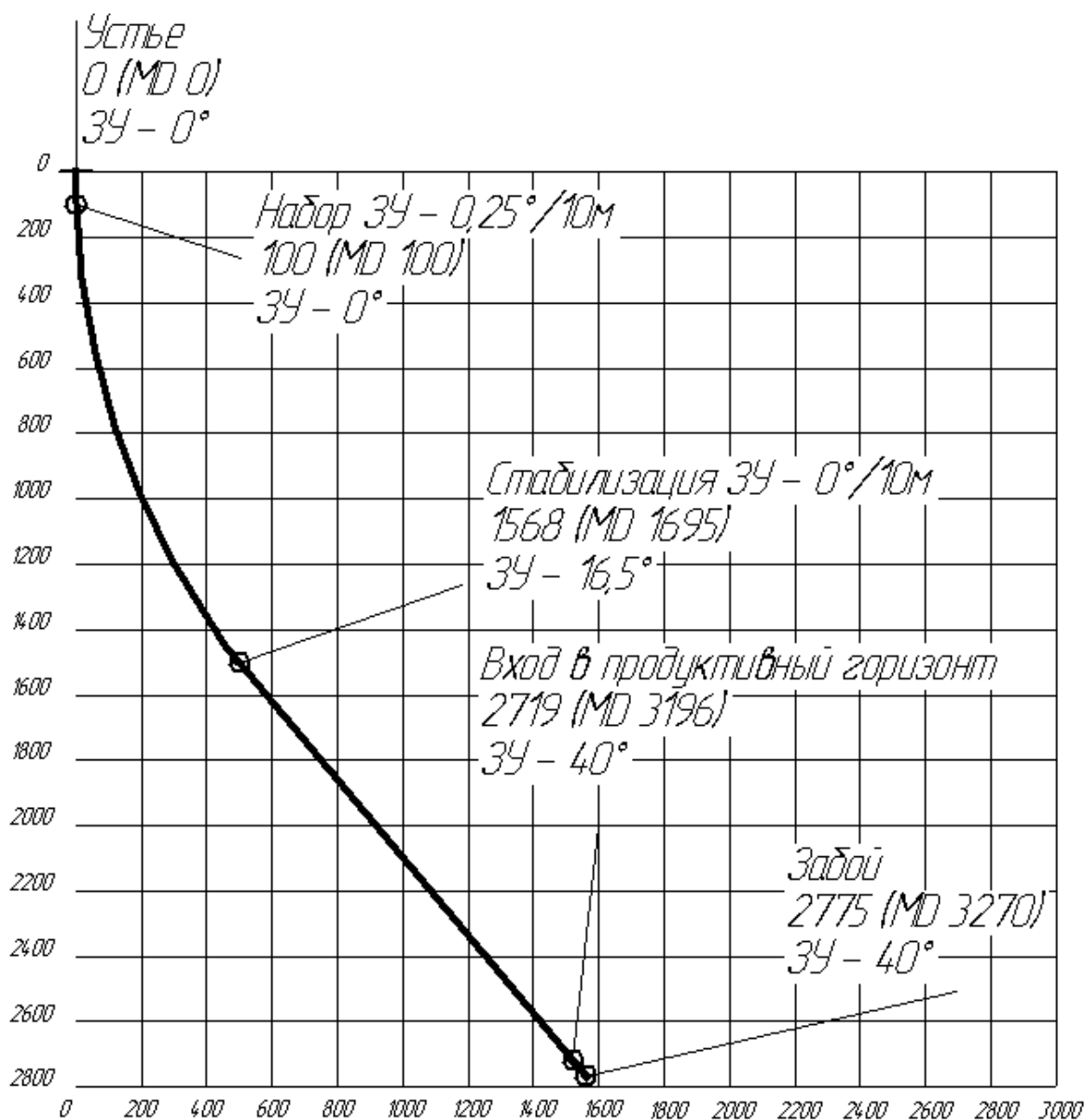


Рисунок Г.1 – Проектный профиль скважины

Таблица Г.2 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	Трехинтервальный										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м					2775	Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м					0,25
Глубина вертикального участка скважины, м					100	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град					-
Отход скважины, м					1500	Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м					-
Длина интервала бурения по пласту, м					10	Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м					-
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м					-	Зенитный угол в конце участка набора угла, град					40
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м					-	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					-
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град					-	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					40
№ интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0	100	100	0	0	0	0°00'	0°00'	0	100	100
2	100	1568	1468	0	534	534	0°00'	40°00'	100	1694	1594
3	1568	2775	1207	534	1546	1012	40°00'	40°00'	1694	3270	1306
Итого	Σ		2775	Σ		1546	-	-	Σ		3270

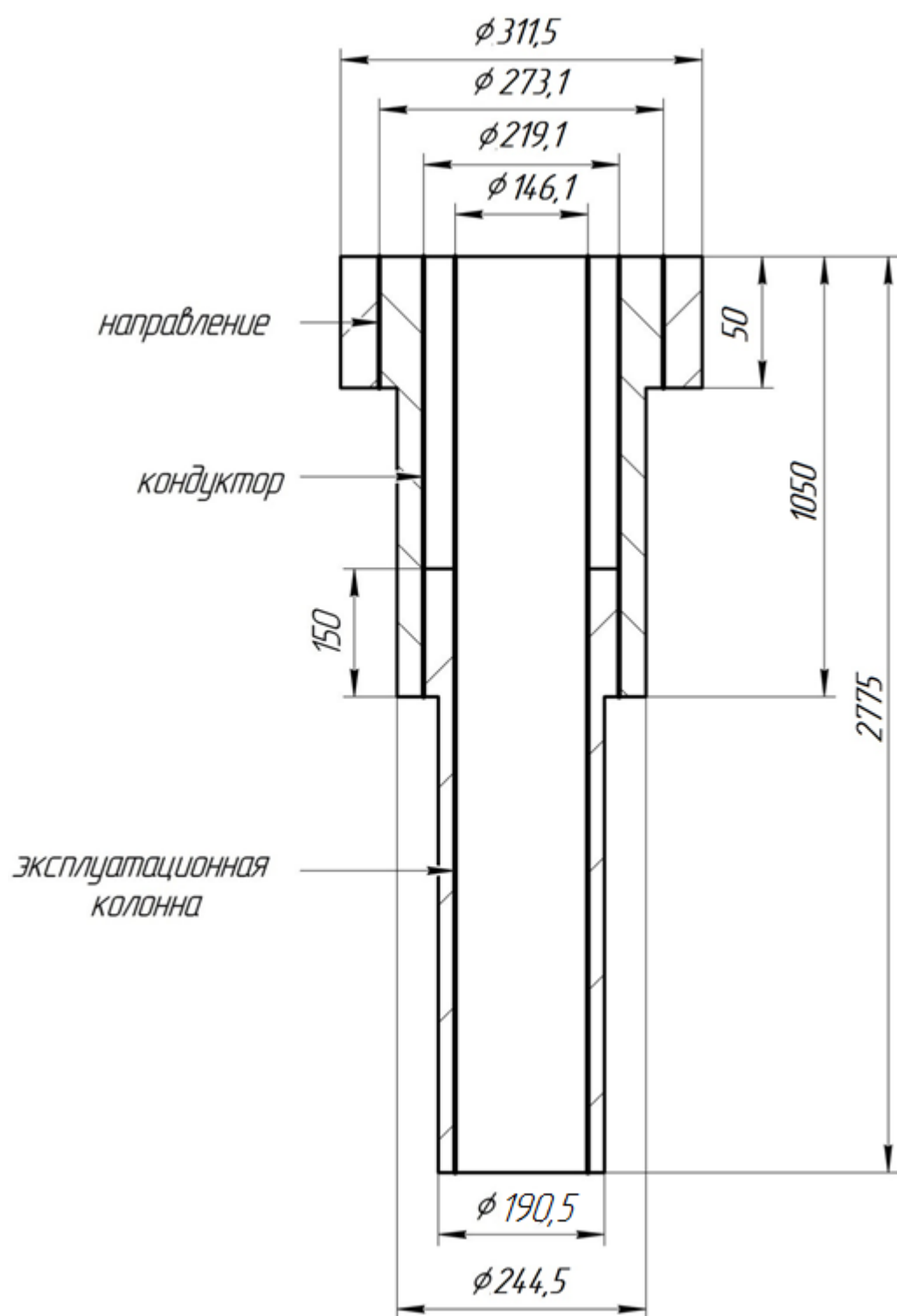


Рисунок Г.2 – Конструкция скважины

Приложение Д

(обязательное)

Проектирование компоновки низа бурильной колонны

Таблица Д.1 – Исходные данные для расчета

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Длина верт. участка $H_{\text{верт}}, \text{ м}$	100	Диаметр НУБТ $D_{\text{убт } 1}, \text{ м}$	0,1780
Зенитный угол α_1 , рад	0,69	Удельная масса НУБТ $q_{\text{убт } 1}$, кг/м	174,1
Радиус кривизны R_1 , м	382	Диаметр БТ D , м	0,1270
Глубина H , м	2775	Толщина стенки δ , м	0,0092
Длина участка стабилизации $L_{\text{ш}}, \text{ м}$	1575	Внутренний диаметр БТ d , м	0,1086
Осевое усилие G , Н	64981	Удельный вес БТ q , Н/м	314,12
Плотность бур. раствора $\rho_{\text{бр}}, \text{ кг/м}^3$	1070	Модуль Юнга E , Па	$2,1 \cdot 10^{11}$
Плотность стали $\rho_{\text{ст}},$ кг/м ³	7850	Модуль сдвига G , Па	$0,8 \cdot 10^{11}$
Перепад давления в ВЗД ΔP , Па	$6,7 \cdot 10^6$	Диаметр долота $D_{\text{д}}, \text{ м}$	0,2159
Вес ВЗД $G_{\text{ВЗД}}, \text{ Н}$	10163	Длина ТБТ $l_{\text{ТБТ}}, \text{ м}$	98,64
Коэффициент Архимеда k_A	0,861	Длина яса $l_{\text{яс}}, \text{ м}$	5,12
Осевой момент сопротивления W , м ³	$9,357 \cdot 10^{-5}$	Площадь сечения металла БТ F , м ²	0,0034
Полярный момент сопротивления W_{ρ} , м ³	0,000187	Площадь проходного сечения БТ $F_{\text{п}}, \text{ м}^2$	0,00926
Осевой момент инерции I , м ⁴	$9,26 \cdot 10^{-6}$	Осевое усилие на корпусе ВЗД $F_{\text{ВЗД}}, \text{ Н}$	62062
Полярный момент инерции I_{ρ} , м ⁴	$1,188 \cdot 10^{-5}$	Вес КНБК $G_{\text{КНБК}}, \text{ Н}$	46680

Длина и число УБТ определяются по формуле (1):

$$l_{\text{УБТ}}^* = \frac{1,25}{q_{\text{УБТ}} \cdot \cos \alpha} \cdot (G - G_{\text{зд}} k_A \cos \alpha - F_{\text{зд}} - G_{\text{КНБК ост}} k_A \cos \alpha), \quad (1)$$

В связи с тем, что в результате расчета получается отрицательная величина, делаем вывод о ненужности установки дополнительных УБТ в добавок к уже запроектированным.

Длина колонны бурильных труб определяется по формуле (2):

$$l_{\text{БТ}} = L - l_{\text{КНБК}} - l_{\text{ТБТ}} - l_{\text{яс}}, \quad (2)$$

Сила тяжести бурильных труб определяется по формуле (3):

$$G_{\text{БТ}} = q_{\text{БТ}} l_{\text{БТ}}, \quad (3)$$

Забойное давление в нижнем сечении бурильных труб определяется по формуле (4):

$$p_{\text{заб}} = \rho g (L - l_{\text{КНБК}} \cos \alpha), \quad (4)$$

Выталкивающая сила, действующая на бурильные трубы в продольном направлении, определяется по формуле (5):

$$F_A = p_{\text{заб}} F, \quad (5)$$

Коэффициенты трения при поступательном движении труб:

- в открытом стволе $f_3 = 0,4$;
- внутри обсадной колонны $f_2 = 0,2$.

Сила трения КНБК о стенку скважины и продольное усилие в нижнем сечении бурильных труб определяются по формулам (7) и (7):

$$F_{\text{тр.КНБК}} = f_3 (G_{\text{КНБК}} + G_{\text{ВЗД}}) k_A \sin \alpha_2, \quad (6)$$

$$N(l_{\text{БТ}}) = (G_{\text{КНБК}} + G_{\text{ВЗД}}) k_A \cos \alpha_1 + F_{\text{тр.КНБК}} + F_{\text{зд}} - F_A, \quad (7)$$

Суммарная поперечная сила, прижимающая бурильную колонну к стенке скважины на участке стабилизации, определяется по формуле (8):

$$F_{\text{пз}} = (q(l_{\text{III}} - l_{\text{КНБК}} - l_{\text{ТБТ,яс}}) + G_{\text{КНБК}} + G_{\text{зд}} + G_{\text{ТБТ,яс}}) k_A \sin \alpha, \quad (8)$$

Суммарная сила трения на участке стабилизации определяется по формуле (9):

$$F_{\text{трз}} = f_3 F_{\text{пз}}, \quad (9)$$

Продольное усилие в начале участка стабилизации определяется по формуле (10):

$$N_3 = N(l_{от}) + (q(L_{III} - l_{КНБК} - l_{ТБТ,Яс}) + G_{ТБТ,Яс}) \cos \alpha + F_{тр3} - F_{тр.КНБК}, \quad (10)$$

Поперечная прижимающая сила на участке искривления профиля определяется по формуле (11):

$$F_{п2} = qR_1(2(1 - \cos \alpha) - \alpha \sin \alpha) - N_3 \alpha, \quad (11)$$

Отрицательное значение говорит о том, что колонна прижимается к верхней стенке скважины.

Сила трения на участке искривления определяется по формуле (12):

$$F_{тр2} = f_2 |F_{п2}|, \quad (12)$$

Продольное усилие в сечении изгиба определяется по формуле (13):

$$N(H) = N_3 + qh + F_{тр2}, \quad (13)$$

Суммарное продольное усилие от веса буровой колонны в жидкости определяется по формуле (14):

$$G_{БК} = ((G_{ВЗД} + G_{КНБК}) \cos \alpha + q(L - L_{КНБК} \cos \alpha)) k_A, \quad (14)$$

Суммарная сила трения на не вертикальных участках профиля определяется по формуле (15):

$$F_{тр} = F_{тр2} + F_{тр3}, \quad (15)$$

Продольное усилие в верхнем сечении колонны по формуле (16):

$$N(0) = N(H) + qH, \quad (16)$$

Изгибающий момент определяется по формуле (17):

$$M_{и} = \frac{EI}{R_1}, \quad (17)$$

Напряжение изгиба определяется по формуле (18):

$$\sigma_{и} = \frac{M_{и}}{W} = \frac{ED}{2R_1}, \quad (18)$$

Нормальное напряжение:

– в сечении изгиба определяется по формуле (19):

$$\sigma(H) = \frac{N(H)}{F} + \sigma_{и}, \quad (19)$$

- в верхнем сечении определяется по формуле (20):

$$\sigma(0) = \frac{N(0)}{F}, \quad (20)$$

Наиболее опасным сечением является то, в котором нормальные напряжения достигают максимальной величины. В данном случае они наблюдаются в сечении изгиба.

Коэффициент запаса статической прочности согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности $k_{ст} = 1,4$.

Требуемый предел текучести материала бурильных труб:

- в сечении изгиба определяется по формуле (21):

$$\sigma_T(H) = k_{ст} \sigma(H), \quad (21)$$

- в верхнем сечении определяется по формуле (22):

$$\sigma_T(0) = k_{ст} \sigma(0), \quad (22)$$

Группа прочности материала труб, отвечающая требуемому пределу текучести: E ($\sigma_T = 517$ МПа, фактический $k_{ст} = 1,46$).

Предельная осевая нагрузка на трубу в клиновом захвате с учетом коэффициента охвата $C = 0,9$ определяется по формуле (23):

$$Q_{ТК}^C = Q_{ТК} \cdot C \cdot F, \quad (23)$$

Наибольшая длина спуска КБТ в клиновом захвате с учетом коэффициента запаса $n = 1,15$ определяется по формуле (24):

$$l_{к1} = \frac{\frac{Q_{ТК}^C}{n} - G_{КНБК}}{q \cdot k_A}, \quad (24)$$

Полученная величина больше длины принятой колонны бурильных труб, соответственно трубы данной прочности допускается использовать.

Максимальная длина секции бурильных труб определяется по формуле (25):

$$l_{БК} = \frac{\frac{\sigma_T \cdot F}{n \cdot K_T} - K \cdot G_{КНБК} - \Delta P \cdot F_{П}}{K \cdot q \cdot k_A}, \quad (25)$$

Таблица Д.2 – Проектирование КНБК для интервала бурения под направление

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
от	до				
0	50	311,1 MTR 617	190	0,4	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
		Калибратор КЛС-311 МС 3-171	430	1,227	
		Переводник П-152/177	50	0,38	
		Обратный клапан КОБ-203	155	0,77	
		Переводник П-163/203	50	0,7	
		УБТ 216-71Д 3-163	2002,4	8	
		Переводник П-122/163	50	0,7	
		УБТ 165-71Д	1094	8	
		Переводник П-133/122	50	0,7	
		ПК 127х9,19	1068,3	40	
Σ			4071,8	60,877	
50	1063	БИТ 250,8 В 519 У	90	0,31	Бурение наклонно направленного интервала под кондуктор
		Калибратор КЛС-250 МС	374	0,542	
		Переводник П-147/177	50	0,38	
		Винтовой забойный двигатель ДГР-240 М (3/4)	2047	9,475	
		Клапан переливной КП-203	93	0,36	
		Переводник ПП-М3152 / Н3171	56	0,53	
		Переводник установочный УВНО-203	180	0,86	
		НУБТ-203 (спиральная с телесистемой MWD - APS SureShot)	2050	9	
		НУБТ-203	2050	9	
		Переводник ПП М3-171 / Н3-161	63	0,4	

Продолжение таблицы Д.2

		Переводник ПП МЗ-161 / НЗ-122	54	0,36	
		УБТ 165-71Д	880	8	
		Переводник П-133/122	37	0,5	
		ПК 127х9,19 Е (ост)	26967	1030	
Σ			34991	1070	
1063	3260	БИТ 190,5 В 613 У	49	0,27	Бурение наклонно направленного интервала под эксплуатационную колонну
		Калибратор КС-190 СТ	120	0,517	
		Винтовой забойный двигатель ДГР-178 7/8	1036	6,984	
		Клапан переливной КП-172	97	0,6	
		Клапан обратный КОБ-172	108	0,77	
		Переводник УВНО-172	100	0,81	
		НУБТ 171-80 (спиральная с телесистемой MWD)	1400	9	
		НУБТ 171-80	1400	9	
		УБТ 171-71Д	2371	16,00	
		Переводник П-133/147	41	0,5	
		СБТ 127х9,19 (10 св)	18864	240	
		ТБТ 127*76 (1 св)	1750	24,66	
		ЯГБ-172 гидравлический	682	5,52	
		ТБТ 127*76 (1св)	1750	24,66	
		ПК 127х9,19 Е	86311	2960,7	
Σ			116079	3300	

Приложение Е

(обязательное)

Последовательность проведения испытаний



Рисунок Е.1 – Цилиндрический стакан для исследований: 1 – стакан, 2 – крышка-зажим



Рисунок Е.2 – Инструмент с плоским профилем для создания абразивного воздействия на образец

Таблица Е.1 – результаты исследований, дизельное топливо

Нагрузк а - 4 кг, время экспери мента - 5 минут	1%			3%			5%			7%			10%		
	Масса до	Масс а после	Сред нее значе ние	Масса до	Масса после	Средне е значен ие	Масса до	Масса после	Сред нее значе ние	Масса до	Масса после	Сред нее значе ние	Масса до	Масса после	Сред нее значе ние
Дизельн ое топливо	20,983	21,16	0,125	21,486	21,929	0,319	19,739	19,949	0,336	20,363	20,58	0,455	19,303	19,633	0,517
	23,461	23,63		19,789	19,931		21,948	22,188		20,05	20,69		20,563	21,184	
	22,7	22,81		19,631	20,003		20,712	21,272		21,319	21,829		20,352	20,952	

Таблица Е.2 – результаты исследований, солевой раствор

Нагрузк а - 4 кг, время экспери мента - 5 минут	1%			3%			5%			7%			10%		
	Масса до	Масс а после	Сред нее значе ние	Масса до	Масса после	Средне е значен ие	Масса до	Масса после	Сред нее значе ние	Масса до	Масса после	Сред нее значе ние	Масса до	Масса после	Сред нее значе ние
Солевой раствор	18,919	19,01	0,114	19,831	20,115	0,284	20,342	20,693	0,308	18,913	19,478	0,412	19,429	19,917	0,432
	19,732	19,87		21,323	21,628		19,836	20,105		19,327	19,689		19,831	20,247	
	19,933	20,05		18,927	19,192		20,133	20,418		19,529	19,838		19,713	20,105	

Таблица Е.3 – результаты исследований, глинистый раствор

Нагрузк а - 4 кг, время экспери мента - 5 минут	1%			3%			5%			7%			10%		
	Масса до	Масс а после	Сред нее значе ние	Масса до	Масса после	Средне е значен ие	Масса до	Масса после	Сред нее значе ние	Масса до	Масса после	Сред нее значе ние	Масса до	Масса после	Сред нее значе ние
Глинист ый раствор	20,318	20,51	0,119	19,826	20,118	0,29	20,216	20,54	0,303	19,118	19,492	0,386	19,336	19,81	0,42
	18,627	18,7		21,029	21,223		19,963	20,269		19,327	19,732		19,829	20,256	
	19,931	20,02		19,531	19,916		20,123	20,403		20,345	20,73		19,179	19,538	

Таблица Е.4 – результаты исследований, полимер-глинистый раствор

Нагрузк а - 4 кг, время экспери мента - 5 минут	1%			3%			5%			7%			10%		
	Масса до	Масс а после	Сред нее значе ние	Масса до	Масса после	Средне е значен ие	Масса до	Масса после	Сред нее значе ние	Масса до	Масса после	Сред нее значе ние	Масса до	Масса после	Сред нее значе ние
Глинист ый раствор	20,343	20,42	0,09	19,815	20,013	0,206	18,983	19,23	0,212	18,925	19,247	0,315	19,329	19,796	0,388
	18,797	18,91		21,032	21,265		19,827	20,027		19,319	19,621		19,815	20,139	
	19,451	19,51		18,932	19,115		20,127	20,318		19,503	19,836		19,132	19,513	

Приложение Ж

(обязательное)

Обоснование раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Таблица Ж.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы										96
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 311,1 MTR 617	0	50	350	0,02	50	0,14	1	0,12	1,12 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 23,61 1,43 0,3 28,79
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 250,8 В 519 У	50	1063	3200	0,03	1013	0,3	30,39	3,12	33,51 0,31 5,47 0,24 0,43 0,83 0,6 51,3 5,45 4,8 0,9 103,6

Продолжение таблицы Ж.1

Бурение под эксплуатационную	БИТ 190,5	1063	3260	3000	0,05	2197	0,73	109,85	5,57	115,42
Промывка (ЕНВ)	В 613 У									0,78
Наращивание (ЕНВ)										10,9
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,2
ПГИ (ЕНВ)										14,98
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,8
Смена вахт (ЕНВ)										1,2
Итого:										151,43
Испытание скважины										248,4

Таблица Ж.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			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										
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,6	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,05	6,9095	1,19	164,45	4,96	685,4
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	55,91	-	233,04
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4	46,4	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,05	0,72	1,19	17,14	4,96	71,42
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,24	-	5,83	-	24,28
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,4	0,05	12,64	1,19	300,9	4,96	1254,19
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	4	5732	0,05	71,65	1,19	1705,27	4,96	7108,68
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	-	-	-	-	1,19	267,27	4,96	1114,02
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,19	110,26	4,96	459,6
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	4	35,6	0,27	2,40	2,1	18,69	4,96	44,14
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,27	2,04	2,1	15,83	4,96	37,4
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,27	40,36	2,1	313,9	4,96	741,42
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,1	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	-	0,27	29,14	2,1	226,65	4,96	535,33
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,68	0,05	1,7	1,19	40,36	8,19	277,8

Продолжение таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,05	5,02	1,19	119,48	8,19	822,28
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,27	1,49	2,1	11,61	4,96	27,43
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4	677,16	0,05	8,46	1,19	201,45	8,19	1386,49
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	17	1281,8	22	1658,8	-	-
Сода каустическая	т	875,2			0,2	175,04	0,2	175,04	0,3	262,56
Сода кальцинированная марки	т	183,3	-	-	0,1	18,33	0,1	18,33	0,1	18,33
KCl	т	215,6	-	-	-	-	-	-	20	4312
Polypac R, Polypac ELV	т	983	-	-	0,5	491,5	0,5	491,5	0,2	491,5
Realub, SAPP	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	5	5270,5
Мраморная крошка (фракции 20, 60, 100)	т	198,6	-	-	10	1986	10	1986	10	1986
Ectazan-C, Праестол	т	1491,2	-	-	-	-	0,5	745,6	0,5	745,6
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,1
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,8	558,22	33,3	668,66	36,4	730,9
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				9647,3		4697,4		9506,9		28818,3
Затраты, зависящие от объема работ										
БИТ 311,1 MTR 617	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-
БИТ 250,8 В 519 У	шт	4852,7	-	-	-	-	0,3	1455,8	-	-
БИТ 190,5 В 816 У	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,86	4501,58
Калибратор 295,3	шт	458,9	-	-	-	-	0,4	183,6	-	-
Калибратор 215,9	шт	442,6	-	-	-	-	-	-	0,8	354,1
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,4	90,34	24,8	121,77	48,6	238,63
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена	1268								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0		473,05		1767,75		5189,36	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	9647,34		5170,47		11274,64		34007,61	
Всего по сметному расчету, руб	120200,12									

Таблица Ж.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица	Стоимость	Направление		Кондуктор		ЭК	
			К	О	К	О	К	О
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затраты, зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,98	126,57	2,14	276,38	2,85	368,1
Социальные отчисления, 30%		-	-	37,97	-	82,91	-	110,42
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,98	11,37	2,14	24,82	2,85	33,1
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,41	-	7,45	-	9,92
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,98	7,39	2,14	16,14	2,85	21,49
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,98	247,8	2,14	541,12	2,85	720,65
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,98	1404,34	2,14	3066,62	2,85	4084,05
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,98	411,01	2,14	897,52	2,85	1195,3
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,98	136,11	2,14	297,22	2,85	395,84
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,98	98,82	2,14	215,8	2,85	287,39
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,98	8,72	2,14	19,05	2,85	25,36
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,98	98,39	2,14	214,86	2,85	286,14
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,98	165,9	2,14	362,3	2,85	482,48
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,98	18,03	2,14	39,34	2,85	52,44
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,98	33,24	2,14	72,6	2,85	96,67
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,4	16	131,36
Башмак колонный БК-339	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245	шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-168	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,4	-	-	15	381	-	-
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,7	-	-	-	-	63	1178,1
ЦОКДМ-339	шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-245	шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-168	шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Головка цементирующая ГЦУ-339	шт	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	3320	-	-	1	3320	-	-

Продолжение таблицы Ж.3

Головка цементирувочная ГЦУ-168	шт	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб	-	-	7109,95		10244,79		12539,4	
Затраты, зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 339х9,5	м	37,21	60	2232,6	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	1050	29956,5	-	-
Обсадные трубы 168х8	м	19,96	-	-	-	-	60	1197,6
Обсадные трубы 168х7,3	м	16,47					1600	26352
Обсадные трубы 168х8,9	м	23,67	-	-	-	-	1500	35505
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	-	-
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-100	т	29,95	-	-	-	-	14,1	422,3
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-IIIоб(5)-100	т	32	-	-	-	-	26,5	848
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	54,8	329,35
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,5	54,6
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,3
Транспортировка вахт, руб		1268						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспорнировки вахт, руб	-	-	2948,02		32977,22		68715,53	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	104640,77							
Всего по сметному расчету, руб	134534,91							

Таблица Ж.4 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на апрель 2017 г.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	93 656	19 124 555
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	204 924	41 845 481
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	120 200	24 520 800
3.2	Крепление скважины	134 535	27 445 140
	Итого по главе 3	254 735	51 965 940
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 0337	2 866 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	28 989	5 919 554
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	39 372,5	8 039 854,2
	Итого по главе 5	39 372,5	8 039 854,2
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время , 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 438 801,4
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	58 677	11 981 745
	ИТОГО прямых затрат	754 948	154 160 466
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	188 737	30 369 612
	Итого по главе 7	188 737	30 369 612

Продолжение таблицы Ж.4

1	2	3	4
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	75 495	9 226 504
	Итого по главе 8	75 495	9 226 504
	ИТОГО по главам 1-8	1 019 180	193 756 581
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	249 669,2	5 153 925
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	44 843,94	1 026 909
9.3	Северные надбавки 2,98%	30 371,6	5 773 946
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 150 000
9.6	Транспортировка керна в п. Каргасок	-	11 456
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	392 915	34 457 523
	ИТОГО по гл 1-9	1 412 095	228 214 104
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 038,4	423 979
	Итого по главе 10		
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	70 604,8	1 501 838,5
	Итого по главе 12	70 604,8	1 501 838,5
	ИТОГО	1 484 738	229 715 942
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	229 715 942	
	НДС		41 348 870
	ВСЕГО с учетом НДС		271 064 812

Приложение И

(обязательное)

Обоснование раздела «Социальная ответственность»

Таблица 5.2 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др.
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков

Продолжение таблицы 5.5

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Вода и водные ресурсы	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках
	Некомплексное изучение недр	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов	Организация рудных отвалов и складов
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных
	Браконьерство	