

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 с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2670 метров на нефтяном месторождении Томской области»

УДК 622.323:622.243.23/.24(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Сухарев Максим Александрович		

Руководитель

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

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 <i>образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> 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 <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> 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
 _____ Ковалев А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2БЗВ	Сухарев Максим Александрович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2670 метров на нефтяном месторождении (Томская область, Каргасокский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Интервал отбора керна: в пилотном стволе 3. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком и пилотным стволом 4. Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, расстояние между точками входа в пласт основного и пилотного ствола не более 100 м, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 40 град., допустимая интенсивность изменения зенитного угла до интервала установки ГНО 1,5 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления после интервала установки ГНО 3 град/10 м, зону установки ГНО выбрать, отход на кровлю/ длина горизонтального участка ствола: 1500 метров / 600 метров 5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2660 м 6. Диаметр хвостовика: 114 мм 7. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 8. Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол 9. Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. 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., ст. преп-ль каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Грязнова Елена Николаевна, к.т.н, инженер

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
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗВ	Сухарев Максим Александрович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Сухареву Максиму Александровичу

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 Татьяна Святославовна	К.Х.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3В	Сухарев Максим Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3В	Сухареву Максиму Александровичу

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	<p>Объект исследования: технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтяном месторождении.</p> <p>Область применения: составление проектной документации на строительство скважин на нефтяном месторождении.</p>
--	---

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.	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – превышение уровней шума и вибрации; – повышенная загазованность воздуха рабочей среды; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – повреждения в результате контакта с живыми организмами; – мероприятия по устранению вредных факторов, в том числе индивидуальные и коллективные средства защиты. <p>1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – электрический ток; – расположение рабочего места на значительной высоте относительно земли; – пожаровзрывоопасность; – 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.	<p>2. Экологическая безопасность</p> <p>2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> – на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – на гидросферу (утечка горюче-смазочных материалов); – на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – на биосферу (уничтожение лесов, нарушение мест обитания животных); <p>2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности (со ссылками на НТД по охране ОС)</p>

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин; 3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.</p>	<p>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.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства; 4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>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).</p>

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
2БЗВ	Сухарев Максим Александрович		

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 2017 года	3. Предварительная защита работы	5

Составил преподаватель:

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

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 120 с., 14 рис., 39 табл., 40 литературных источников, 7 приложений.

Ключевые слова: бурение скважин, буровая установка, породоразрушающий инструмент, буровой раствор, фильтрация, полисахарид, заканчивание скважин, экономическая эффективность, экологическая безопасность.

Объектом работы являются эксплуатационная наклонно-направленная скважина на нефть.

Цель работы – проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2670 метров на Поселковом нефтяном месторождении Томской области.

По геолого-геофизическим данным Поселковского месторождения составлена подробная географо-экономическая характеристика района работ и нефтеносности в данных геологических условиях.

В работе содержатся данные о технологических параметрах сооружения скважины, процессах бурения и заканчивания скважин, выбранном оборудовании, вопросы охраны окружающей среды и оценка экономической эффективности строительства скважины.

Работа содержит исследования о возможности удешевления бурового раствора за счет применения понизителей фильтрации на основе полисахаридов.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважин, либо подготовительных работах и техническом сопровождении этих процессов.

Дипломная работа выполнена, опираясь на современные достижения техники и технологии в области строительства нефтяных и газовых скважин.

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.
- полимер: высокомолекулярное соединение, состоит из большого числа повторяющихся одинаковых или различных по строению атомных группировок – составных звеньев (мономеров), соединенных между собой химическими или координационными связями в длинные линейные или разветвленные цепи, а также пространственные трёхмерные структуры.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- КМЦ – карбоксиметилированный крахмал;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- ПАЦ – полианионная целлюлоза;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы.

Оглавление

Введение.....	4
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	5
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	5
1.2 Геологические условия бурения.....	7
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	10
1.4 Зоны возможных осложнений	11
1.5 Исследовательские работы	11
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	12
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	12
2.2 Обоснование конструкции скважины	13
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	13
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	13
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	15
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	16
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	16
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	17
2.3 Углубление скважины	18
2.3.1 Выбор способа бурения.....	18
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	18
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	20
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	20
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	21
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	23
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	25
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	28
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	30
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	31
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	31
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	31

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	33
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	34
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	35
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	35
2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	35
2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей	36
2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины	36
2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	36
2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси.....	37
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	38
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	39
2.5 Выбор буровой установки.....	41
3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	42
3.1 Актуальность исследования.....	42
3.2 Методика исследования	44
3.3 Результаты эксперимента.....	45
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	48
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия «Стрежевской филиал ООО «СГК-Бурение»»	48
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	49
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)	53
4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии	55
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	57
5.1 Производственная безопасность	57
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	57

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	60
5.2 Экологическая безопасность.....	62
5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду	62
5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности ...	62
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	63
5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	63
5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.....	64
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	64
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	64
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	65
Заключение	66
Список публикации студента по теме исследования	67
Список использованных источников	68
Приложение А Геолого-технический наряд на бурение скважины глубиной 2670 метров	
Приложение Б Компоновка бурильной колонны при бурении интервала 2942-3079	
Приложение В Исходная информация по Поселковому месторождению Томской области.....	71
Приложение Г Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины	80
Приложение Д Проектирование компоновки низа бурильной колонны	83
Приложение Е Последовательность проведения испытаний и результаты исследований	91
Приложение Ж Обоснование раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	96
Приложение И Обоснование раздела «Социальная ответственность»	107
Оптический диск с электронной версией ВКР	

Введение

Экономическое значение нефтяной и газовой промышленности для Российской Федерации трудно переоценить. Извлекаемые из недр ресурсы занимают значительную долю в российском экспорте и федеральном бюджете. На фоне экономических кризисов, спровоцировавших существенное падение цен на нефть, и несопоставимых с темпами изменения цен на нефть темпов изменения себестоимости добычи нефти, встает вопрос о рентабельности применяемых промышленных технологий. На цену тонны добытой нефти также влияют износ оборудования, вопросы производственной и экологической безопасности, а также ухудшение состояния сырьевой базы.

Строительство скважины является наиболее дорогостоящим процессом и видом работ в нефтяной промышленности, и поэтому внедрение инновационных и модернизированных технологий в этой сфере позволит максимизировать экономический эффект за счет повышения качества, снижения трудоемкости и ресурсоемкости работ.

Цель данной выпускной квалификационной работы – проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом глубиной 2670 метров на нефтяном месторождении Томской области.

Работа содержит данные о геолого-геофизическом строении района ведения работ, технологические параметры для сооружения скважины, параметры режима бурения, а также выбранное для эксплуатации оборудование; исследования о возможности удешевления бурового раствора за счет применения понизителей фильтрации на основе полисахаридов; оценка коммерческого потенциала и экономической эффективности строительства.

Проектируемые в данной работе решения – в частности, информация, изложенная в разделе «Специальная часть» – могут найти применение буровыми и сервисными компаниями, сфера деятельности которых включает в себя строительство и заканчивание скважин, либо подготовительные работы и техническое сопровождение этих процессов.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Географо-экономическая характеристика района работ представлена в таблицах 1.1, экономическая характеристика и пути сообщения – в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Географо-экономическая характеристика района работ

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Поселковое месторождение
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	-2,0 +35 -53
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	1,15
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 20
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	Нет
Геодинамическая активность	Низкая

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.3.

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Угол залегания пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	град	мин	
1	2	3	4	5	6	7
0	35	Четвертичные отложения	Q	-	-	1.30
35	270	Некрасовская	P ₃	-	-	-“-
270	340	Чеганская	P ₃ -P ₂	-	-	1.25
340	470	Люлинворская	P ₂	-	-	-“-
470	490	Талицкая	P ₁	-	-	-“-
490	610	Ганькинская	K ₂	-	-	-“-
610	670	Славгородская	-“-	-	-	1.20
670	805	Ипатовская	-“-	-	-	-“-
805	824	Кузнецовская	-“-	-	-	-“-
824	1674	Покурская	K ₂ -K ₁	-	-	-“-
1674	2214	Киялинская (вартовская)	K ₁	-	-	1.10
2214	2315	Тарская	-“-	-	-	-“-
2315	2626	Куломзинская	-“-	-	-	-“-
2626	2646	Баженовская	J ₃	-	-	-“-
2646	2690	Васюганская	J ₃ +J ₂	-	-	-“-

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Горная порода	
	от (верх)	до (нет)	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	35	пески	-
			супеси	-
			суглинки	-
P ₃ /nkr	35	270	глины	-
			пески	-
P ₃ +P ₂ /chg	270	340	глины	-
			пески	-
P ₂ /lv	340	470	глины	-
P ₁ /tl	470	490	песчаники	-
			алевролиты	-
K ₂ /gn	490	610	глины	-
K ₂ /sl	610	670	глины	-
			песчаники	-
K ₂ /ip	670	805	глины	-
K ₂ /kz	805	824	глины	-
K ₂ +K ₁ /pkr	824	1674	глины	-
			песчаники	-
			алевролиты	-
			пески	-
K ₁ /vrt	1674	2214	аргиллиты	-
			алевролиты	-
			песчаники	-
K ₁ /tr	2214	2315	аргиллиты	-
			алевролиты	-
			песчаники	-
K ₁ /klm	2315	2626	аргиллиты	-
			алевролиты	-
			песчаники	-
			глины	-
J ₃ /bg	2626	2646	аргиллиты	-
J ₃ +J ₂ /vs	2646	2690	аргиллиты	-
			алевролиты	-
			песчаники	-

Характеристика горных пород по градиенту давлений и температуре представлена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
			Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м		
	от	до	от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	35		0,100		0,100		0,168		0,214	6
P ₃ /nkr	35	270	0,100	0,100	0,100	0,100	0,168	0,174	0,214	0,227	9
P ₃ +P ₂ /chg	270	340	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,176	0,229	0,231	14
P ₂ /llv	340	470	0,100	0,100	0,100	0,100	0,176	0,177	0,231	0,231	21
P ₁ /tl	470	490	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,231	0,231	26
K ₂ /gn	490	610	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,179	0,232	0,232	31
K ₂ /sl	610	670	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	36
K ₂ /ip	670	805	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	36
K ₂ /kz	805	824	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	63
K ₂ +K ₁ /pkr	824	1674	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,179	0,232	0,232	65
K ₁ /vrt	1674	2214	0,100	0,100	0,100	0,100	0,179	0,177	0,230	0,232	80
K ₁ /tr	2214	2315	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,232	0,233	84
K ₁ /klm	2315	2626	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,180	0,233	0,233	96
J ₃ /bg	2626	2646	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,233	0,234	97
J ₃ +J ₂ /vs	2646	2690	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,234	0,234	99

Характеристика физико-механических свойств горных пород представлена в таблице В.1. приложения В.

Интервал 35-824 м преимущественно сложен глинами, обладающими высокой набухаемостью и текучестью. Во избежание осыпей и обвалов стенок скважины в данном интервале предполагается использовать ингибированный буровой раствор совокупно с оптимальным сочетанием параметров режима бурения, способных обеспечить высокую механическую скорость.

В интервале 2646-2690 м предполагается бурение горизонтального участка ствола с большим отходом в неоднородном коллекторе. При вероятном тампонировании хвостовика большая длина скважины по стволу может стать причиной преждевременного загустевания цементного раствора. Поэтому для успешного заканчивания скважины будет эффективно использование метода двухступенчатого цементирования.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения представлены в таблице В.2 приложения В.

Разрез представлен одним нефтеносным и семью водоносными пластами. Проектирование скважины производится для эксплуатации нефтеносного интервала 2665-2775 м. Конструкция скважины проектируется таким образом, что неизбежно вскрытие всех водоносных горизонтов в процессе бурения.

Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 150 м для эксплуатации водоносного горизонта 35-270 м.

1.4 Зоны возможных осложнений

Данные о возможных видах осложнений представлены в таблице В.3 приложения В.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. В интервале 35-824 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Рекомендуется в данном интервале спроектировать буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин.

В интервале 824-1674 м ожидается разжижение бурового раствора с потерей его свойств. Поэтому предлагается в данном интервале проводить обработку раствора ГКЖ или НТФ для сохранения реологических свойств.

В интервалах 0-340 и 824-1674 м ожидается поглощение бурового раствора с потерей его свойств. Согласно геолого-техническим условиям, предполагаемые осложнения не требуют проведения дополнительных мероприятий по их ликвидации, поэтому достаточно поддерживать свойства бурового раствора в запроектированном диапазоне.

В интервалах 470-1674 и 1674-2690 м прогнозируется возникновение прихватов, для предотвращения которых необходимо в проектируемый состав бурового раствора включить высокоэффективные смазочные добавки.

В интервале 470-1674 м ожидается сальникообразование и заклинка КНБК. Для предупреждения необходимо запроектировать процесс бурения таким образом, чтобы обеспечить эффективную промывку скважины [1].

1.5 Исследовательские работы

Краткая характеристика промыслово-геофизических исследований приведена в таблице В.4 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.

Беря в расчет техническое задание на бурение скважины (отход точки вскрытия продуктивного пласта от вертикали – 1500 м, длина горизонтального участка – 600 м, бурение пилотного ствола для исследовательских работ) наилучшим решением для вывода скважины в требуемую точку пласта является проектирование 5-интервального профиля скважины. Третий участок (стабилизации) позволяет достичь требуемого отхода от вертикали, провести отбор керна в продуктивном горизонте, не прибегая к дополнительному искривлению скважины. Кроме того, за счет подобранного зенитного угла в третьем участке представляется возможным расположить глубинно-насосное оборудование на требуемой высоте от кровли. Выбор профиля также обусловлен запроектированным комплектом оборудования, в том числе технических средств направленного бурения и контроля проводки скважины, чтобы обеспечить свободную проходимость компоновок низа бурильной колонны в стволе скважины.

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 [2].

Согласно рекомендациям для вскрытия Юрских отложений (Васюганской свиты) выбираем для использования забой открытого типа с фильтром-хвостовиком (диаметр хвостовика - 114 мм). Выберем для установки щелевой гравийный фильтр. Для применения на данной скважине доступно подвесное устройство ПХН1.114/168 с гидравлическим разъединителем [3].

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора по глубине скважины. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн. На рисунке 2.1 представлен совмещенный график давлений, построенный по данным Поселковского месторождения.

Анализ графика позволяет заключить, что несовместимые по условиям бурения интервалы в данном разрезе отсутствуют. Необходимое условие $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$ выполняется. Однако с учетом установки фильтра-хвостовика в горизонтальном интервале продуктивного горизонта принимаем проектируемую конструкцию скважины двухколонной.

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	83
P _{пл} , МПа	26,8
L, м	2680
P _ф , г/см ³	0,769
gradP _{ГР} , МПа/м	0,0179

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 15 м.

Минимальную глубину спуска кондуктора определим по формуле (2.1):

$$H_k \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_{ф}}{\Delta P_{ГР} - 0,01 \cdot \gamma_{ф}} = \frac{26,8 - 0,01 \cdot 2680 \cdot 0,769}{0,0179 - 0,01 \cdot 0,769} = 606,3 \text{ м}, \quad (2.1)$$

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 850 м.

Эксплуатационная колонна с учетом выбранной конструкции эксплуатационного забоя спускается практически до кровли продуктивного пласта, оставляя его открытым. Исходя из выбранного способа вскрытия продуктивного горизонта, принимаем глубину спуска колонны 2660 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- Направление цементируется на всю длину;
- Кондуктор цементируется на всю длину;
- Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора на 150 м;

Фильтр-хвостовик с учетом выбранной конструкции эксплуатационного забоя не цементируется.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным значением является диаметр хвостовика, для которого в пилотном стволе вырезается боковое окно. 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
	Расчетная по вертикали	Запроектированная по вертикали	Расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	По вертикали	По стволу		
Направление	45	50	45	50	50	50	323,9	393,7
Кондуктор	606	850	664	946	850	946	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2660	2660	3079	3079	1940	2280	168,3	215,9
Хвостовик	2670	2670	3698	3698	-	-	114,3	142,9

Конструкции скважины представлена на рисунке Г.2 приложения Г.

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{МУ}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле (2.2):

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 26,65 \text{ МПа} - 769 \cdot 9,8 \cdot 2665 = 6,02 \text{ МПа}, \quad (2.2)$$

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

ρ_n – плотность нефти (таблица В.2), кг/м³;

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

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

Кроме максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор (диаметр 244,5 мм) и эксплуатационная колонна (диаметр 168,3 мм). Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКК1-21-168х245.

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 215,9 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

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
50-850	Кондуктор	С применением ВЗД
850-2663 2576-2660	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД
2663-2677	Интервал отбора керна	Роторный
2660-2670	Хвостовик	С применением ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства скважины проектируется использовать четыре долота и одну бурголовку. Среди них только одно долото является шарошечным и применяется для бурения интервала под направление. Для бурения интервалов под кондуктор, эксплуатационную колонну, хвостовик, а также для бурения интервала отбора керна применяются долота с резцами PDC. Исходя из технико-экономических показателей этих долот, данный выбор является оптимальным.

Выборка долот для строительства проектируемой скважины представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Выборка долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-50	50-850	850-2663	2663-2677	2576-2660	2660-2670
Шифр долота		393,7 (15 ½) GRD111	295,3 (11 5/8) FD 619 SM	215,9 (8 ½) FD 613 SM	215,9 /100 (8 ½ / 4) CB 10 09 MH	215,9 (8 ½) FD 6 13 SM	142,9 (5 5/8) sFD 6 13 M
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9	215,9	142,9
Тип горных пород		М	МС	МС, С	СТ	МС, С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	H3-177	H3-152	H3-117	M3-171	H3-117	H3-88
	API	7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	6 5/8 FH	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,39	0,37	0,165	0,37	0,26
Масса, кг		180	83	43	23	43	16,7
G, т	Рекомендуемая	20-42	2-10	2-10	2-5	2-10	2-8
	Предельная	52	12	12	6	12	10
n, об/мин	Рекомендуемая	80-175	60-400	60-400	60-120	60-400	60-200
	Предельная	175	400	400	120	400	200
Калибратор		1-КА393,7 СТК M177/152	1-КА295,3 СТК M152/152	2-КС 215,9 СТ M117/117	-	2-КС 215,9 СТ M117/117	-

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка ниже рекомендуемой, поскольку она достаточна для создания усилия разрушения горной породы, но при этом не 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	50-850	850-2663	2663-2677	2576-2660	2660-2670
Исходные данные						
α	1					
$P_{ш}, \text{кН/см}^2$	9,66	11,98	30,88	83,36	55,34	83,36
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59	21,59	21,59	14,29
η	1					
$\delta, \text{см}$	0,15	-	-	-	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,15	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3
$G_{пред}, \text{кН}$	509,95	117,68	117,68	58,84	117,68	98,07
Результаты проектирования						
$G_1, \text{кН}$	28,52	24,59	43,35	135,04	77,69	117,03
$G_2, \text{кН}$	39,37	59,06	64,77	64,77	64,77	42,87
$G_3, \text{кН}$	407,96	94,14	94,14	47,07	94,14	78,45
$G_{проект}, \text{кН}$	39,37	59,06	64,77	47,07	77,69	78,45

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.

Результаты расчета частоты вращения долота по интервалам горных пород представлена в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-850	850-2663	2663-2677	2576-2660	2660-2670	
Исходные данные							
$V_{л}, \text{ м/с}$	3	1,8	1,3	1	1,2	1,1	
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,2159	0,1429
	мм	393,7	295,3	215,9	215,9	215,9	142,9
$\tau, \text{ мс}$	5	-	-	-	-	-	
z	24	-	-	-	-	-	
α	0,8	-	-	-	-	-	
Результаты проектирования							
$n_1, \text{ об/мин}$	145,5	116,4	115,0	88,5	106,2	147,0	
$n_2, \text{ об/мин}$	325	-	-	-	-	-	
$n_3, \text{ об/мин}$	657,3	-	-	-	-	-	
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	145,5	116,4	115,0	88,5	106,2	147,0	

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения под кондуктор (50-850 м) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240, отвечающий требованиям по совместимости с долотом и способный обеспечить необходимый набор угла. Для интервала бурения под пилотный ствол и эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, а также способен обеспечивать высокий рабочий момент на долоте при бурении средних по твердости горных пород. Для интервала бурения под хвостовик выбирается винтовой забойный двигатель ДР-127. Его применение позволит осуществить набор зенитного угла до 90 градусов и провести ствол скважины в продуктивном пласте толщиной 10 м [4].

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлена в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-850	850-2663	2663-2677	2576-2660	2660-2670
Исходные данные						
D_d	м	0,2953	0,2159	-	0,2159	0,1429
	мм	295,3	215,9		215,9	142,9
G_{oc} , кН	-	59	65	-	78	78
Q , $H^*M/кН$	-	1,5	1,5	-	1,5	1,5
Результаты проектирования						
$D_{зд}$, мм	-	240	178	-	178	127
M_p , H^*M	-	2329	1883	-	2237	2254
M_o , H^*M	-	147,7	108	-	108	71,5
$M_{уд}$, $H^*M/кН$	-	36,9	27,4	-	27,4	18,6

Техническая характеристика запроектированных забойных двигателей представлена в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – 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	50-850	240	8,03	1851	30-50	84-144	16,0	191
ДГР-178М.7/8.37	850-2663 2576-2660	178	6,98	1036	25-35	96-144	12,0	128
ДРЗ-127М.7/8.37	2660-2670	127	5,74	418	10-20	120-240	5,5	96

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 2.9.

Таблица 2.9 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	НУБТ-178	178	18,6	4100
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	СБТ-127х9,19 (Е)	127	120	3770
ТБТ				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ТБТ-127	127	49,3	3500
2	ТБТ-127	127	49,3	3500
Бурильные трубы				
№секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПК-127х9,19 (Е)	127	2820	76867

В процессе проектирования проводится расчет бурильной колонны при бурении с использованием гидравлического забойного двигателя ствола скважины под пилотный ствол. 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 2.10.

Таблица 2.10 – Расчет бурильной колонны под интервал 2576-2660

Расчет на наружное избыточное давление					
$p_{вн}$, МПа	65,5	Выполняется условие запаса прочности ($n > 1,15$)			
$\Delta p(0)$, МПа	13,14				
$n_{вн}$	4,985	<u>Да</u>	Нет		
Расчет на статическую прочность 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	
-257,8	3029	$1,1 \cdot 10^6$	$3,29 \cdot 10^7$	$1,12 \cdot 10^5$	
$F_{тр.КНБК}$, Н	$9,8 \cdot 10^3$	Включение в КНБК дополнительных секций УБТ не требуется			
$N(l_{БТ})$, Н	$2,49 \cdot 10^4$				
$F_{пз}$, Н	$4,16 \cdot 10^5$				
$F_{трз}$, Н	$1,67 \cdot 10^5$				
N_3 , Н	$8,94 \cdot 10^5$				
<i>Напряжения в верхнем сечении и сечении изгиба</i>					
$F_{п2}$, Н	$-4,46 \cdot 10^5$	$M_{и}$, Н*м	3267		
$F_{тр2}$, Н	$8,93 \cdot 10^4$	$\sigma_{и}$, МПа	$3,49 \cdot 10^7$		
$G_{БК}$, Н	$7,61 \cdot 10^5$	$\sigma(H)$, МПа	$3,33 \cdot 10^8$		
$F_{тр}$, Н	$2,56 \cdot 10^5$	$\sigma(0)$, МПа	$3,08 \cdot 10^8$		
$N(H)$, Н	$1,01 \cdot 10^6$	$\sigma_T(H)$, МПа	$4,67 \cdot 10^8$		
$N(0)$, Н	$1,05 \cdot 10^6$	$\sigma_T(0)$, МПа	$4,31 \cdot 10^8$		
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 $k_{сТ} = 1,46$					
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной длины секции бурильных труб					
q , Н/м	$G_{КНБК}$, Н	k_A	$F_{п}$, м ²	F , м ²	ΔP , Па
314,12	46004	0,861	0,0093	0,0034	$6,7 \cdot 10^6$
$Q_{ТК}$, Н	$1,76 \cdot 10^6$	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м		4915	
C	0,9				
$Q_{ТК}^C$, Н	$1,6 \cdot 10^6$				
n	1,15				
K_T	1	Максимальная длина секции бурильных труб, м		3528	
K	1,15				
n	1,45				
σ_T , Па	$5,17 \cdot 10^8$				

Чертеж КНБК для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведен в приложении Б [5]. Запроектированные КНБК по интервалам бурения представлены в таблице Д.2 приложения Д.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны нижеописанные типы буровых растворов: под направление – глинистый; под кондуктор – полимерглинистый; под пилотный ствол и эксплуатационную колонну – полимерглинистый; под хвостовик и вскрытие продуктивного пласта – биополимерный хлоркалиевый [6]. В таблице 2.11 представлен компонентный состав бурового раствора под каждый интервал.

Таблица 2.11 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	50	Глинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Барит
50	946	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Барит, Polypac R, Reasil, SAPP
946 2942	3063 3079	Полимерглинистый Вода пресная, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, Na ₂ CO ₃ , Барит, Polypac R, Reasil, SAPP, Realub, Reastab, SP-101
3079	3698	Биополимерный хлоркалиевый Вода пресная, Биополимер DUO-VIS, NaOH, Na ₂ CO ₃ , МК-60, Polypac R, Reatrol, Realub, Reastab, SP-101

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 2.12. Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.12 – Проектирование расходов бурового раствора

Интервал	0-50	50-850	850-2663	2663-2677	2576-2660	2660-2670
Исходные данные						
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159	0,2159	0,1429
K	0,6	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3
K_k	1,3	1,24	1,14	1,1	1,1	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,1500	0,1300	0,1100	0,1100	0,1100	0,1100
V_m , м/с	0,0097	0,0083	0,0056	0,0035	0,0035	0,0035
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{мах}$, м	0,254	0,24	0,165	0,178	0,165	0,108
$d_{нмах}$, м	0,02	0,01	0,007	0,004	0,007	0,004
n	3	6	6	9	6	6
$V_{кмин}$, м/с	0,5					
$V_{кмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5
$\rho_{см-р}$, г/см ³	0,02					
ρ_p , г/см ³	1,12	1,12	1,09	1,09	1,09	1,09
$\rho_{п}$, г/см ³	2,30	2,41	2,58	2,63	2,65	2,66
Результаты проектирования						
Q_1 , м ³ /с	0,073	0,034	0,011	0,011	0,011	0,005
Q_2 , м ³ /с	0,070	0,037	0,015	0,010	0,010	0,004
Q_3 , м ³ /с	0,140	0,052	0,031	0,023	0,028	0,015
Q_4 , м ³ /с	0,073	0,036	0,015	0,014	0,014	0,006
Q_5 , м ³ /с	0,023	0,035	0,025	0,021	0,025	0,014
Q_6 , м ³ /с	-	0,03-0,05	0,03- 0,04	-	0,03-0,04	0,01-0,02
Дополнительные проверочные расчеты						
M , Н*м	-	2012	1889	-	3069	1227
$M_{табл}$, Н*м	-	14500	10500	-	10500	4650
Q_n , м ³ /с	-	0,032	0,032	-	0,028	0,028
$Q_{пров1}$, м ³ /с	-	0,016	0,012	-	0,016	0,007
$Q_{пров2}$, м ³ /с	-	0,057	0,057	-	0,025	0,025
Области допустимого расхода бурового раствора						
ΔQ , м ³ /с	0,073- 0,140	0,037- 0,052	0,025- 0,031	0,021- 0,023	0,025- 0,028	0,014- 0,015
Запроектированные значения расхода бурового раствора						
Q , м ³ /с	0,080	0,040	0,030	0,022	0,028	0,015

Таблица 2.13 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	P _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , г/см ³	ρ _{гп} , кг/м ³	K	d, м	
от	до									
0	50	0,1	0,49	50	9,81	1,10-1,17	2337	1,5	0,01	
50	946	0,1	8,83	900		1,10-1,17	2429		0,008	
946	3063	0,1	11,76	1200		1,10-1,13	2458		0,008	
2942	3079	0,05	25,79	2575		1,075-1,14	2507		0,005	
3079	3698	0,05	25,81	2580		1,075-1,14	2507		0,005	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , фунт/100 фут ²	СНС ₁₀ , фунт/100 фут ²	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	pH	Содержание песка, %	ДНС, фунт/100 фут ²	ПВ, сПз
от	до									
0	50	1,12	28-30	97-103	50-90	<12	8	<2	15-20	15-25
50	946	1,12	24-26	79-84	40-70	<12	8-9	<1,5	10-20	15-20
946	3063	1,11	5-10	15-25	45-55	6	8,5-9,5	<1	8-20	10-20
2942	3079	1,09	5-10	15-25	45-55	6	8,5-9,5	<1	8-20	10-20
3079	3698	1,09	8-10	15-20	40-45	4-5	8,5-9,5	<0,5	10-15	10-15

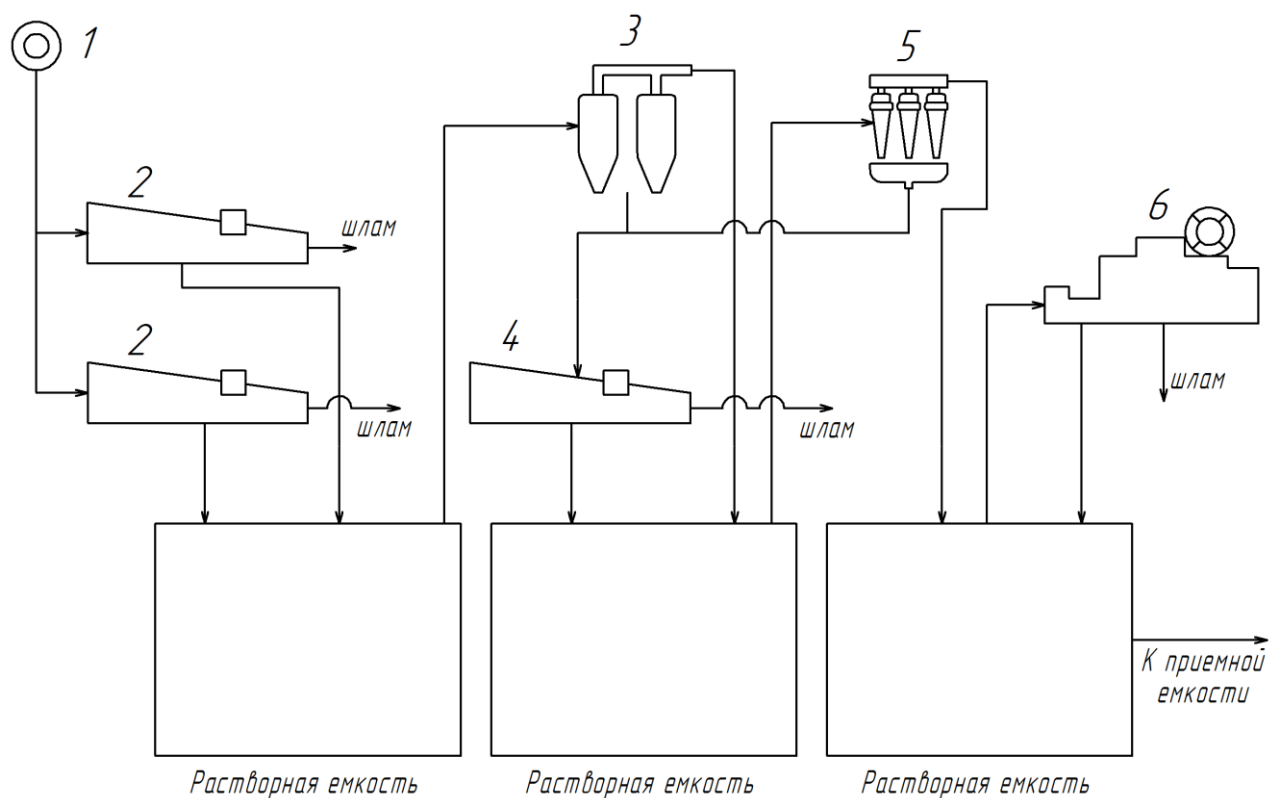


Рисунок 2.2 – Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросито Derrick FLC 2000; 3-5 – ситогидроциклонный сепаратор Derrick Hyperpool Mud Cleaner (3 – пескоотделитель Derrick Desander; 4 – вибросито Derrick FLC 2000; 5 – илоотделитель Derrick Desilter); 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 2.14.

Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины для КНБК, предназначенной для бурения интервала под эксплуатационную колонну, представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.14 – Исходные данные для расчета гидравлической программы

промывки скважины

Н, м	d _д , м	К	P _{пл} , МПа	P _{гд} , МПа	ρ _п , кг/м ³
3079	0,2159	1,146	26,65	47,40	2660
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V _м , м/с	η _п , Па·с	τ _т , Па	ρ _{пж} , кг/м ³
0,028	УНБТ-950	0,0035	0,0125	12,5	1090
КНБК					
Элемент	d _н , м	L, м	d _в , м		
ДГР-178М.7/8.37	0,178	6,98	-		
НУБТ-178	0,178	18,28	0,081		
ТБТ-127	0,127	98,64	0,076		
Ясс-172	0,171	5,12	0,076		
ПК-127х9,19 Е	0,127	2820	0,10862		

Таблица 2.15 – Результаты проектирования гидравлической программы

промывки скважины

ρ _{кр} , кг/м ³	φ	d _с , м	V _{кп} , м/с	ΔP _{зд} , МПа	ΔP _о , МПа
1511,3	0,9948	0,231	0,956	6,7	0,145
ΔP _г , МПа	ΔP _р , МПа	V _д , м/с	Φ, м ²	d, мм	
0,22	4,74	80	0,00034	3,5	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Re _{кр}	Re _{кп}	S _{кп}	ΔP _{кп}	ΔP _{мк}
ДГР-178М.7/8.37	11876,0	7598,5	32,39	0,010	-
НУБТ-178	11876,0	7598,5	32,39	0,026	-
ТБТ-127	23439,3	8680,6	108,91	0,060	-
Ясс-172	13385,4	7730,8	40,77	0,006	-
ПК-127х9,19 Е	23439,3	8680,6	108,91	1,725	0,046
Внутри труб					
Элемент	Re _{кр}	Re _{кп}	λ	ΔP _т	
НУБТ-178	18046,5	38379,5	0,0299	0,011	
ТБТ-127	16910,4	40904,5	0,0301	0,081	
Ясс-172	15562,8	44410,6	0,0304	0,0064	
ПК-127х9,19 Е	24511,9	28620,3	0,0294	0,395	

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения интервала отбора керна принимаем буровую головку производства компании ОАО «Волгабурмаш» 215,9 /100 (8 ½ / 4) СВ 10 09 МН. Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя буровой головки. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал отбора керна по глубине, м	3049-3063
Длина интервала, м	14
Диаметр отбираемого керна, мм	100
Буровая головка	215,9 /100 (8 ½ / 4) СВ 10 09 МН
Тип керноотборного снаряда	УКР-185/100 «Тенгиз»
Осевая нагрузка, т	4,7
Частота вращения инструмента, об/мин	88,5
Расход бурового раствора, л/сек	22

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – 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 $\rho_{тр\ обь}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$, кг/м ³	1900
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	769	глубина скважины, м	2660
высота столба буферной жидкости h_1 , м	721	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	37,7
высота цементного стакана $h_{см}$, м (длина по стволу, м)	3,44 (10)	динамический уровень скважины h_0 , м	1780

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 2.18. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 2.3. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность.

Таблица 2.18 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	721	2622	2657	2660
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0,71	8,17	8,47	8,47
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтяной скважины, МПа	0	7,78	18,68	21,00	21,25

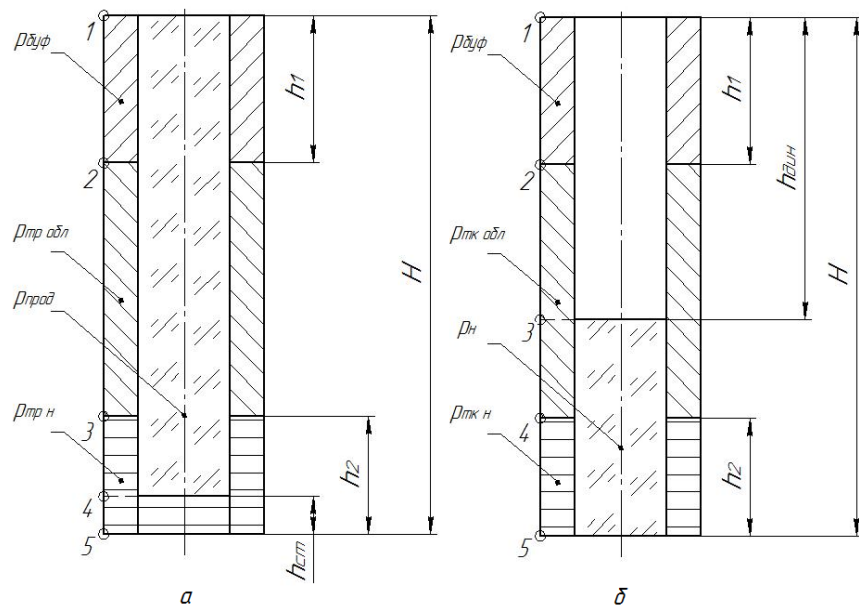


Рисунок 2.3 – Схемы расположения жидкостей в скважине:

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

Поскольку $P_2 = 16,28 \text{ МПа} > P_{кэ} = 6,64 \text{ МПа}$, наиболее опасным является случай в конце эксплуатации, поэтому расчеты наружного избыточного давления были произведены для него.

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

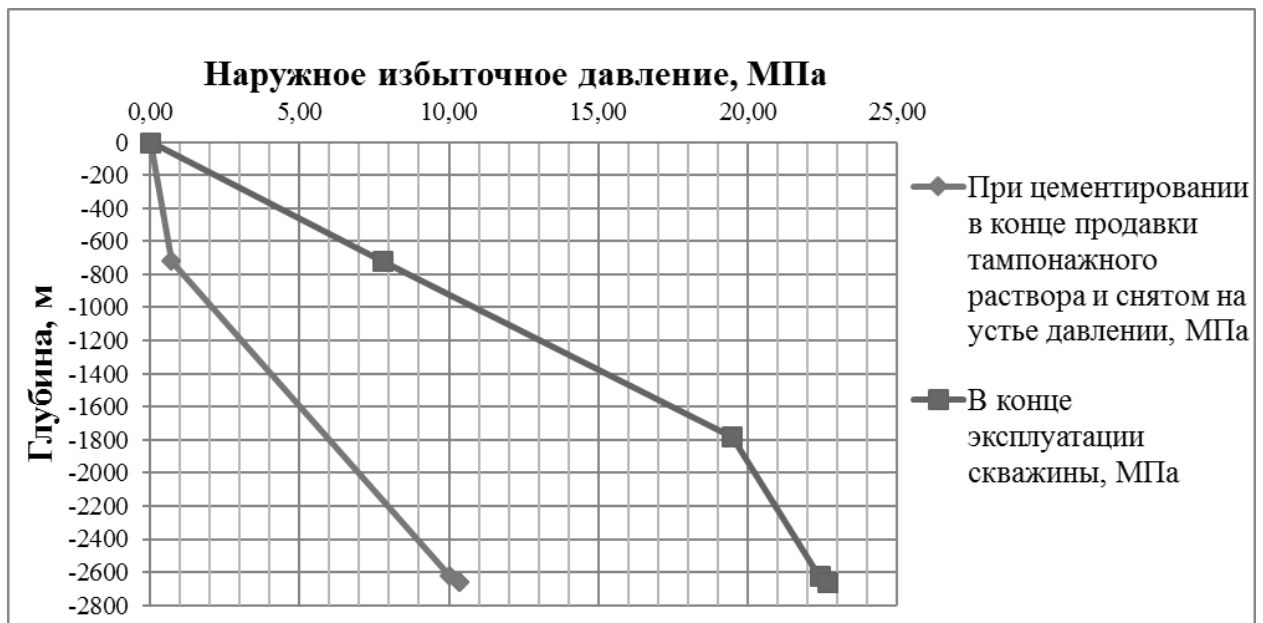


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений

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 $P_{цг} = 18,42$ 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 2.19.

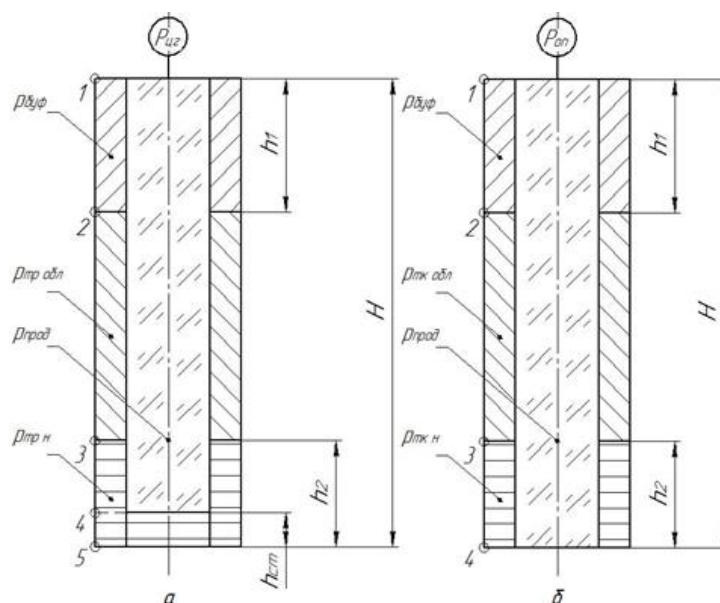


Рисунок 2.5 – Схема расположения жидкостей в скважине: а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны.

Таблица 2.19 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	721	2622	2657	2660
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	18,42	17,71	10,25	9,95	9,95
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	11,50	10,79	9,86	9,84	9,84

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

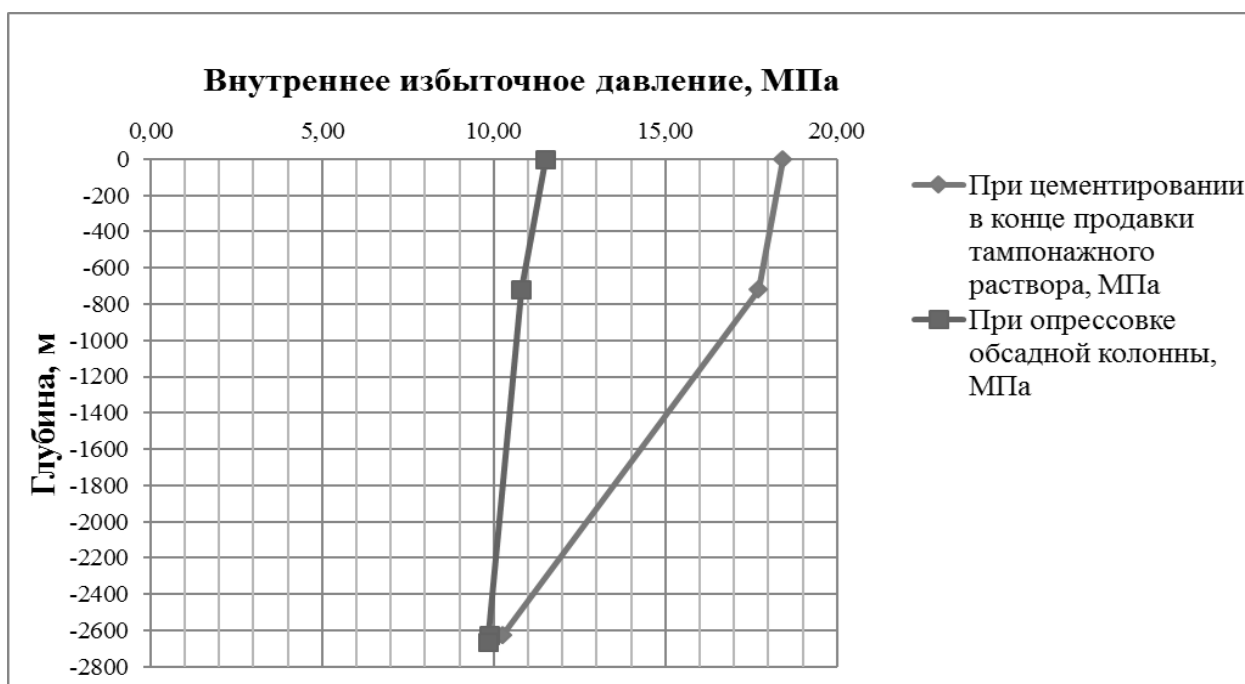


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 34.

Таблица 2.20 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Масса			Интервал установки, м
				1 м трубы, кг	секций, кН	суммарный, кН	
1	Д	8,9	90	35,4	31,9	31,9	2986-3076
2		8	1160	31,6	366,6	398,4	1826-2986
3		7,3	1560	29,4	458,6	857,1	266-1826
4		8	266	31,6	84,1	941,1	0-266

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):

$$0,95 * P_{гр} > P_{гс кп} + P_{гд кп}, \quad (2.3)$$

44,95 МПа > 34,77 МПа. Условие выполняется, следовательно, применяем одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

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 $m_{обл} = 1,16$.

Результаты расчета объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, приведены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – 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
$\rho_{гр н} = 1900 \frac{кг}{м^3}$	2,15	2957,4	1,4
$\rho_{гр обл} = 1400 \frac{кг}{м^3}$	42,78	28887,9	36,5
Сумма	44,92	31845,3	37,9

2.4.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей

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 2.22 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 2.22 – Рассчитанные объемы жидкостей заканчивания

Наименование жидкости	Объем, м ³
Буферная жидкость	19,7
Продавочная жидкость	59,7

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

Максимальное ожидаемое давление на цементировочной головке $P_{цг} = 11,68$ МПа не превышает ранее рассчитанного значения $P_{цг\text{ расч}} = 18,42$ МПа. Максимальное ожидаемое давление на забое скважины $P_3 = 34,77$ МПа не превышает давления гидроразрыва $0,95P_{гр} = 44,95$ МПа. Следовательно, дальнейшие расчеты не требуют корректировки.

2.4.2.4.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

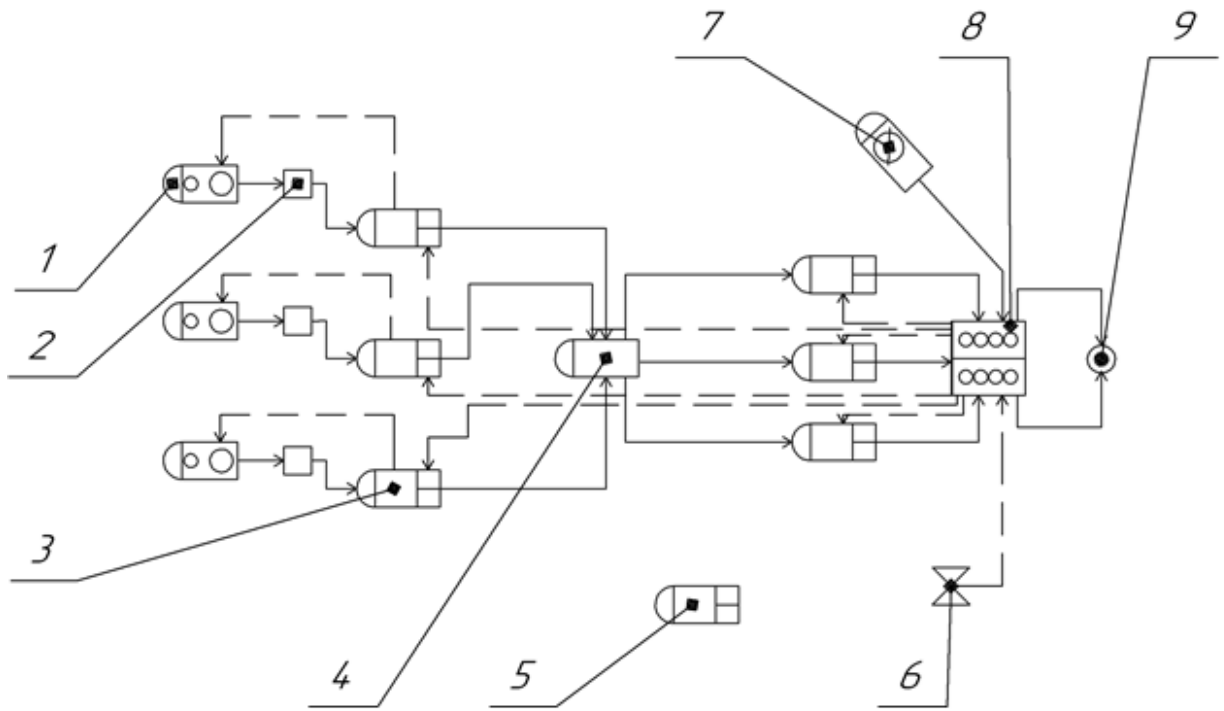


Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

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

2.4.2.4.2 Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

График изменения давления на цементировочной головке, построенный по расчетным данным, изображен на рисунке 2.9:

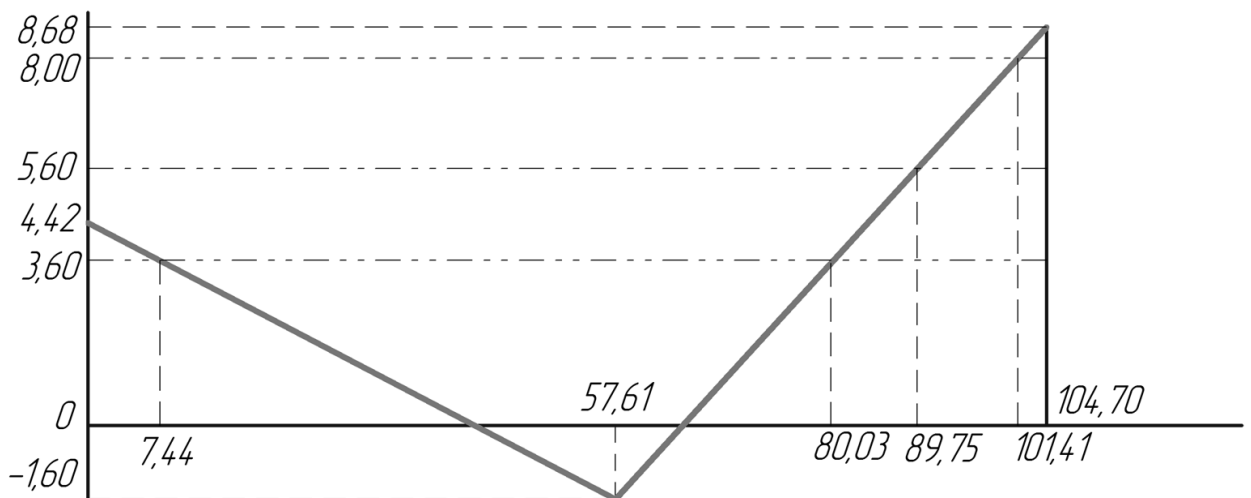


Рисунок 2.9 – График изменения давления на цементировочной головке

В таблице 36 показаны сводные данные о режимах работы цементируемых агрегатов.

Таблица 2.23 – Режимы работы цементируемых агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
V	72,93
IV	23,97
III	3,62
II	4,06

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{це́м}} = 51,85$ 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 трапецидальной резьбой ОТТМ;
- Цементируемый клапан обратный дроссельный типа ЦКОД-168-ОТТМ;
- Головка цементируемая типа ГЦУ-168 с трапецидальной резьбой ОТТМ;
- Разделительные пробки типа ПРП-Ц-В-168 и ПРП-Ц-Н-168;
- Центраторы пружинные типа ЦЦ-2-168/216 (интервалы их установки и количество представлены в таблице 2.24).

Таблица 2.24 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки по стволу, м	Обозначение центратора	Количество, шт.
896-946	ЦЦ-2-168/216	5
946-2941		81
2941-3076		8
Итого		94

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Испытание скважины будет осуществляться в интервале продуктивного пласта 2565-2575 м в пилотном стволе с применением пластоиспытательного оборудования МИГ-146. Многоциклового гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов испытаний пласта. При испытании пласта компоновка спускается на забой и изолирует испытываемый пласт от вышележащего разреза. Затем с помощью двукратного испытания пласта последовательным вызовом притока и закрытым испытанием получают диаграммы восстановления давления и данные о дебите.

Схема компоновки испытателя пластов с одним пакером с упором на забой скважины изображена на рисунке 2.10.

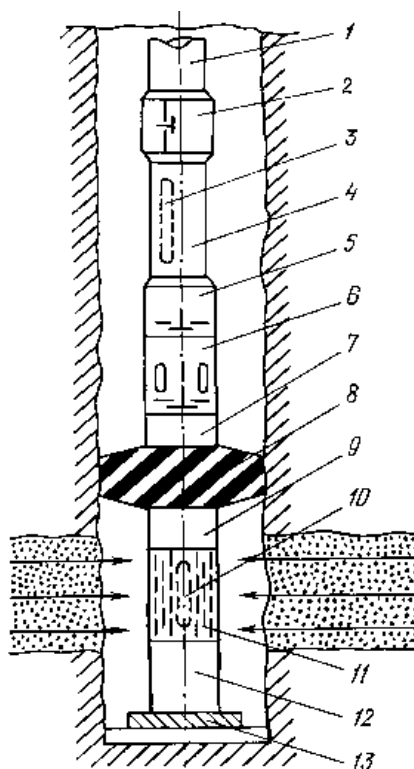


Рисунок 2.10 – Схема компоновки испытателя с одним пакером с упором на забой скважины: 1,4 – бурильные трубы, 2 – циркуляционный клапан; 3 – верхний манометр, 5 – запорно-поворотный клапан; 6 – испытатель, 7 – яс, 8 – пакер, 9, 12 – УБТ, 10 – нижний манометр, 11 – фильтр, 13 – упорный башмак

Освоение скважины проведем поршневанием (свабированием) с помощью комплекта скважинного оборудования КС-62 в колонне НКТ 73 ГОСТ 633-88 [21]. Метод является экономически и экологически эффективным: оборудование имеет высокую мобильность и легко монтируется, позволяет провести плавный запуск скважины, при этом снижая вероятность проникновения промывочных жидкостей в продуктивные пласты.

При работе сваба компоновку опускают в НКТ и при спуске-подъеме поршня жидкость, выносится на поверхность. Свабирование достигается снижением уровня жидкости в скважине и снижением давления на забое.

Схема скважинного оборудования для свабирования и процесса извлечения флюида представлены на рисунке 2.11.

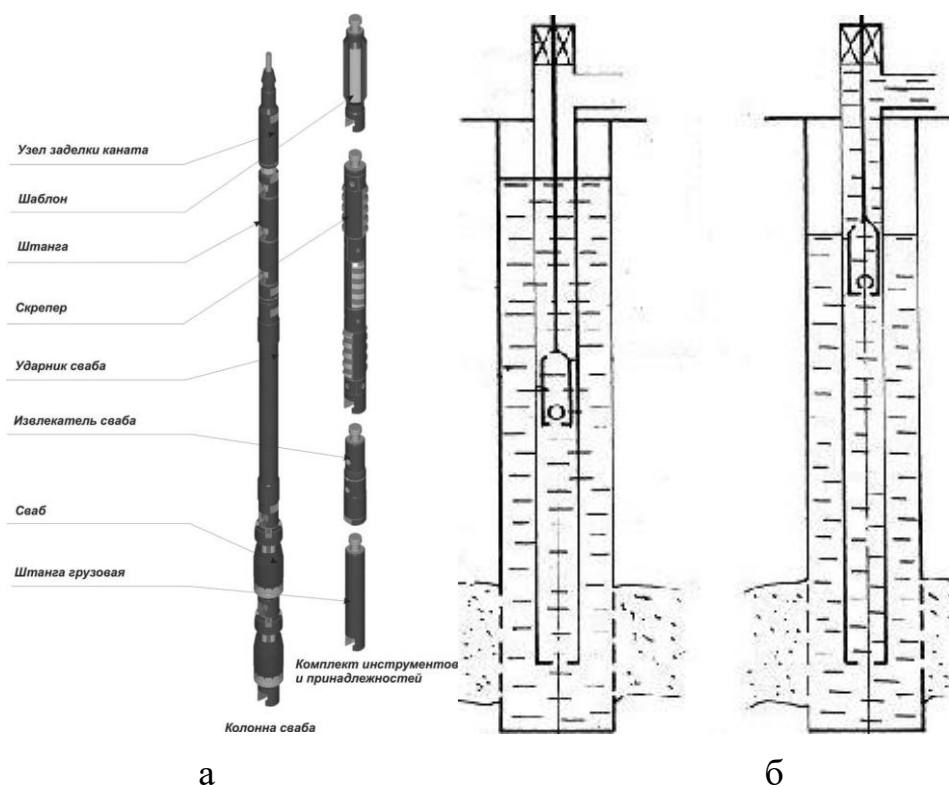


Рисунок 2.11 – Свабирование скважины: а) схема скважинного оборудования для свабирования КС-62; б) процесс свабирования скважины.

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3900/225 ЭУК-БМ.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ 3900/ 225 ЭУК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	105,9	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	0,47
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	95,9	$Q_{об} / [G_{кр}]$	0,43
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	137,7	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	0,61
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	225		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебедочного блока, т ($Q_{вלב}$)	210	$k_{по} = P_o / P_{бо}$ ($k_{по} > 1,25$)	1,34
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	105,9		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	95,9		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	40		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	33	1000	
3	57	760	
4	8	340	

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Исследование понизителей фильтрации полимерглинистых растворов на основе карбоксиметилированных эфиров целлюлозы и крахмала

3.1 Актуальность исследования

Рынок химических реагентов, используемых для нужд нефтегазовой отрасли при строительстве скважин, весьма разнообразен. Наиболее важными характеристиками промывочных жидкостей, контролируемых при бурении введением различных реагентов, являются реологические и фильтрационные свойства. При строительстве скважин с целью регулирования реологических и фильтрационных свойств растворов могут быть использованы полимерные соединения, в том числе полисахариды [7].

Преимущество данных реагентов заключается в том, что они:

- не оказывают отрицательных воздействий на систему бурового раствора;
- обеспечивают необходимые технологические свойства промывочных жидкостей и структурные характеристики, позволяющие достичь высоких скоростей бурения и эффективной очистки от шлама;
- позволяют образовывать прочную, низкопроницаемую фильтрационную корку, препятствующую проникновению фильтрата бурового раствора в продуктивный пласт;
- способны к достаточно быстрой биологической деструкции, вследствие чего обеспечивается разрушение кольматационного слоя, что дает практически полное восстановление коллекторских свойств пласта [8].

На данный момент применяются различные производные крахмала, ксантана, целлюлозы. Молекулярное строение крахмала и целлюлозы весьма схоже, но основные элементы крахмала всё же имеют некоторое различие. Кислородные связи между элементами крахмала в основном типа «альфа», а у целлюлозы - типа «бета». Такое незначительное различие является причиной бактериальной деструкции крахмала и устойчивости к ферментации целлюлозы и их простых эфиров.

В естественном состоянии крахмал и целлюлоза нерастворимы в холодной воде, что не позволяет использовать их в буровых растворах. Поэтому природные полисахариды подвергают физической или химической обработке. Чаще всего проводят реакции этерификации или сополимеризации (с монохлорацетатом натрия или МХУК в водной или спиртовой среде с добавлением щелочи), при которых происходит присоединение карбоксиметильной группы к звену крахмала или целлюлозы. В результате реакции получают карбоксиметилкрахмал (КМК), карбоксиметилцеллюлозу (КМЦ), полианионную целлюлозу (ПАЦ) [9].

Одна из задач реагента - обеспечить хорошую растворимость и стабильность свойств раствора в широком интервале концентраций солей. Молекулы КМЦ и полиакриламида (ПАА) содержат в себе большое количество полярных ионогенных групп, таких как карбоксильные и амидные, в связи с чем полимеры применяют, как правило, в пресных растворах. Исключение составляет ПАЦ, которая также содержит карбоксильные группы, но устойчива в концентрированных растворах солей благодаря особенностям строения макромолекул.

Модифицированный крахмал в современных рецептурах буровых растворов в основном применяется в составе промывочных жидкостей, предназначенных для вскрытия продуктивного пласта [10]. При бурении других интервалов крахмал применяется ограниченно и в основном в составе солевых растворов, в которых скорость его биодegradации ниже по сравнению с пресными системами. Однако при введении карбоксильной группы значительно увеличивается устойчивость реагента к бактериальному и термическому воздействию. Учитывая, что стоимость КМК на 30-50 % ниже по сравнению с низковязкой ПАЦ, представляется целесообразным рассмотреть возможность замены реагентов на основе полианионной целлюлозы карбоксиметилированным крахмалом.

3.2 Методика исследования

Целью данной работы было оценить возможность замены понизителей фильтрации на основе карбоксиметилцеллюлозы (полианионной целлюлозы) в современных рецептурах буровых растворов на карбоксиметилованный крахмал с сохранением или улучшением технологических и экономических параметров промывочных жидкостей. Для этого готовились модельные полимерглинистые растворы и проводились испытания для определения реологических параметров, показателя фильтрации и термостабильности образцов.

Для перемешивания вводимого полимера использовалась верхнеприводная мешалка ES-8300D с ромбовидными лопастями и максимальной частотой вращения 3000 об/мин.

Для измерения реологических параметров модельных буровых растворов использовался 8-скоростной ротационный вискозиметр OFITE 800. Для определения показателя фильтрации использовался 1-секционный фильтр-пресс OFITE. Для определения термостабильности использовалась ячейка старения OFITE 175-30. Последовательность проведения испытаний изложена в приложении Е.

Полный список исследуемых полимеров представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Химические реагенты на основе полисахаридов

Название	Краткая характеристика	Производитель
ПАЦ-НВ	Полианионная целлюлоза	БИОНИКС
КМК	Карбоксиметилованный крахмал	НПО «Промбурсервис»
REATROL	Модифицированный крахмал	MI SWACO

План исследования включает в себя приготовление пресной глинистой суспензии с каждым из вышеуказанных химических реагентов в качестве понизителя фильтрации. Для каждой модели промывочной жидкости изменяется концентрация активной твердой фазы путем введения в раствор различного количества (0,5; 1,0; 1,5; 2,5; 3,5; 4,5% от массы) ПБМБ.

Используемые в исследовании рецептуры буровых растворов указаны в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Рецептуры буровых растворов

Название	Состав раствора	Концентрация, %
Раствор 1	Каустическая сода	0,05
	ПБМБ	0,5; 1,0; 1,5; 2,5; 3,5; 4,5
	ПАЦ-НВ (пр-во БИОНИКС)	1
Раствор 2	Каустическая сода	0,05
	ПБМБ	0,5; 1,0; 1,5; 2,5; 3,5; 4,5
	КМК (пр-во НПО «Промбурсервис»)	1
Раствор 3	Каустическая сода	0,05
	ПБМБ	0,5; 1,0; 1,5; 2,5; 3,5; 4,5
	МК «REATROL» (пр-во MI SWACO)	1

3.3 Результаты эксперимента

Результаты исследований свойств растворов до старения представлены в таблице Е.1 приложения Е. Зависимость фильтрации от долевого и компонентного состава графически отражена на рисунке 3.1.

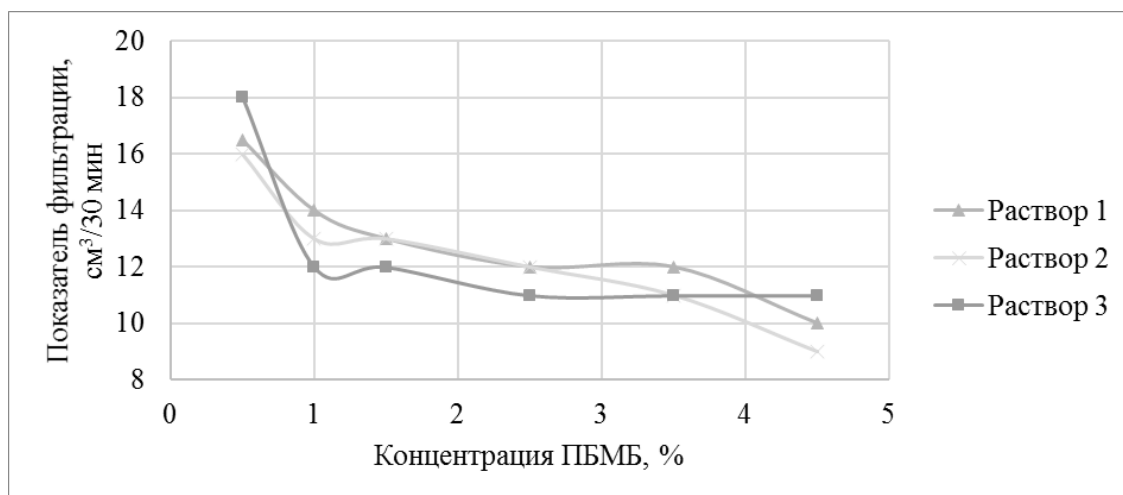


Рисунок 3.1 – Зависимость показателя фильтрации от концентрации ПБМБ

Анализ полученных данных позволил сделать серию выводов:

- Применение ПАЦ и КМК показывает значительное увеличение условной вязкости бурового раствора, начиная с концентрации ПБМБ 1,5%, тогда

как не подвергавшийся модификациям крахмал REATROL на условную вязкость практически не влияет;

- При низких (0,5-1%) и высоких (3,5-4,5%) значениях концентрации ПБМБ фильтрация бурового раствора в присутствии ПАЦ выше по сравнению с фильтрацией раствора, в котором содержится КМК. Растворы с концентрацией ПБМБ 1,5-2,5% показали идентичные результаты;
- В определенных случаях лучшие фильтрационные свойства показали растворы на основе крахмала благодаря мгновенному локальному увеличению концентрации данного полимера;
- Тиксотропные свойства раствора на основе КМК на порядок превосходят свойства раствора на основе ПАЦ при концентрациях ПБМБ 0,5-2,5%. Результаты, полученные при более высокой концентрации, ближе по значениям.
- Раствор на основе REATROL не образует тиксотропной структуры.

Результаты исследований термостойкости буровых растворов при повышенной температуре (120 °С) представлены в таблице Е.2 приложения Е и показали, что деградация свойств различна в буровых растворах, содержащих ПАЦ и КМК:

- Значения реологических свойств модельных растворов на основе ПАЦ и КМК снизились в 2-3 раза, тогда как раствор на основе REATROL не показал изменений;
- Тиксотропные свойства раствора на основе КМК значительно ухудшились, способность к образованию структуры осталась лишь у растворов с высокой концентрацией ПБМБ (3,5-4,5%). Растворы на основе ПАЦ и REATROL видимых изменений не показали;
- Показатель фильтрации растворов с полимером на основе крахмала после термообработки длительностью 1 сутки повысился на 8-18%. Фильтрация раствора на основе ПАЦ не показала изменений.

Зависимость фильтрации от долевого и компонентного состава после термообработки растворов графически отражена на рисунке 3.2.

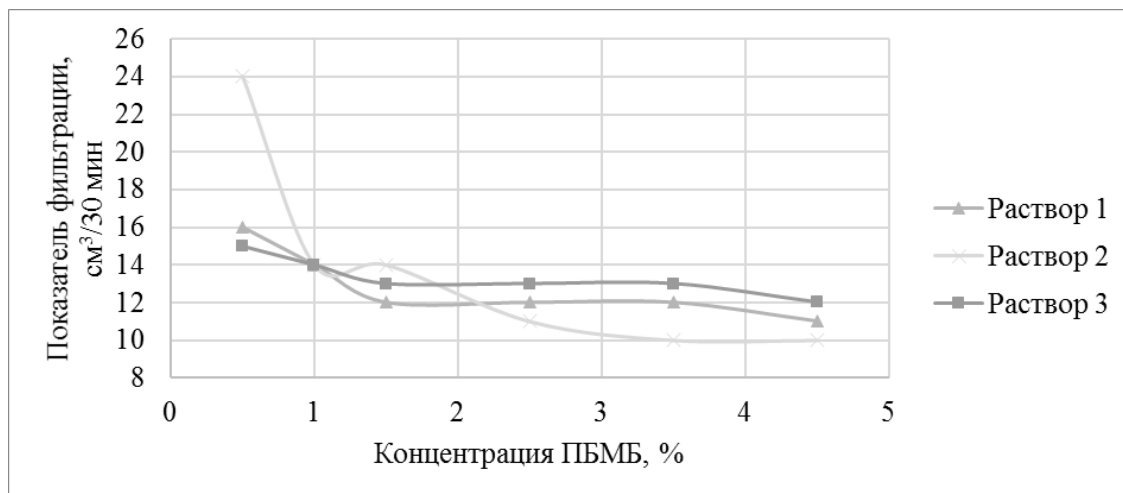


Рисунок 3.2 – Зависимость показателя фильтрации от концентрации ПБМБ после термообработки

Заключение

Данные исследования показали положительный результат – растворы с полимерами на основе различных полисахаридов способны показать схожие фильтрационные и реологические свойства, а также относительно сравнимые показатели термостойкости. Таким образом, представляется возможным замена понизителей фильтрации на основе полианионной целлюлозы на модифицированные/карбоксиметилированные крахмалы в рецептурах буровых растворов. Однако необходимы дополнительные исследования на предмет:

- влияния других химических реагентов в растворе на способность крахмалов изменять фильтрационные свойства состава;
- влияния длительности и интенсивности термического воздействия на скорость деградации свойств раствора;
- определения оптимальной концентрации бентопорошка и полимера для получения наилучших фильтрационных и реологических показателей.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия «Стрежевской филиал ООО «СГК-Бурение»»

Одним из главных направлений деятельности предприятия «Стрежевской филиал ООО «СГК-Бурение»» является строительство нефтяных и газовых скважин.

Филиал функционирует с июля 2001 года. В настоящее время филиал выполняет следующий комплекс работ: бурение, вышкомонтажные и пуско-наладочные работы. Специалистами компании за 16 лет работы накоплен огромный опыт строительства скважин [11].

Специалисты компании трудятся на месторождениях, разрабатываемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Газпромнефть», ОАО «Томскнефть» ВНК, ОАО «Новатэк», «ООО «Норд Империл», ООО «Матюшкинская вертикаль», ОАО НК «РуссНефть», ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», ОАО «Томскгазпром».

На сегодняшний день в компании работает порядка 1600 сотрудников, включая персонал буровых бригад. Парк буровых установок компании включает 39 кустовых БУ отечественного и иностранного производства. Проходка компании по эксплуатационному бурению за последние пять лет составляет 5 339 432 метра. Предприятие возглавляет директор филиала. В распоряжении директора находятся заместители по нескольким направлениям деятельности: первый заместитель директора (технический директор), по обеспечению производства, по экономике и финансам, по безопасности, по производству.

На рисунке Ж.1 приложения Ж представлена организационная структура предприятия «Стрежевской филиал ООО «СГК-Бурение»».

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению скважин;
- бурение и крепление ствола скважин;
- 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 производимых операций.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [12]. Первоочередно определяется продолжительность ВМР согласно «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения» [13]. В ВМР включают сборку оснований вышечно-лебедочного блока (64 часа), монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока (153,1 час), сборка вышки (305,5 часов), монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений (219,8 часов), сборка оснований насосного блока (258 часов), 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 (4.1):

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

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра по ЕНВ определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров. Рассчитанное нормативное время на механическое бурение приведено в таблице Ж.1 приложения Ж.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых / поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам (4.2, 4.3):

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

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

где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; $T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час; $T_{1СВ}$ – 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. Количество поднимаемых свечей соответствует количеству свечей, запроектированных в КНБК для бурения каждого интервала. Для интервала под направление количество спускаемых/поднимаемых свечей равно 0/0,5; под кондуктор – 0,5/37,5 свечей; под пилотный ствол – 29/116,5 свечей; под интервал отбора керна – 124,5/125 свечей; под интервал резки основного ствола – 112/117,5

свечей. Для интервала бурения под хвостовик используется инструмент другого типоразмера, количество свечей составляет 86,5/112. Рассчитанное время СПО приведено в таблице Ж.1 приложения Ж.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [14]. 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» [15]. Работы по испытанию скважины на продуктивность, согласно нормативному времени, включают в себя: подготовительные работы перед испытанием объекта (34,2 часа); спуско-подъемные операции насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта (10,8 часов); работы по вызову притока флюида (25,3 часов); работы по исследованию объектов в скважине (163,3 часа); работы по задавке скважины (2,7 часа); работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов (12,1 часов).

Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 248,4 часов или 10,35 суток:

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

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

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

Механическая скорость бурения определяется по формуле (4.4):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{3698}{186,93} = 19,8 \text{ м/ч}, \quad (4.4)$$

где H – длина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (4.5):

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{\text{СПО}}} = \frac{3698}{186,93 + 32,76} = 16,8 \text{ м/ч}, \quad (4.5)$$

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

Коммерческая скорость определяется по формуле (4.6):

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} = \frac{3698 \cdot 720}{562,59} = 4732,7 \text{ м/ст. мес}, \quad (4.6)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (4.7):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{3698}{5} = 739,6 \text{ м}, \quad (4.7)$$

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 составляет 562,59 часов или 23,4 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 Поселковом 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
1. Вышкомонтажные работы	45			
2. Бурение	23,4			
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. Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин документом «СНиП IV-5-82 Сборник 49» [16], составленным в трех частях:

- 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 в зависимости от времени или объема.

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.

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

Амортизация считается, исходя из классификации основных фондов, прописанных Постановлением 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 скважины представлены в таблице Ж.2, на крепление скважины – в таблице Ж.3 приложения Ж.

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае 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 78,8 суток. Стоимость эксплуатации теплофикационной котельной установки составляет 389,3 руб. в сутки. За все время использования стоимость составит 30 610 руб. в ценах 1984 года или 6 250 562 руб. в текущих ценах.

Затраты, описанные в главах 7-11, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. 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.

Сметная себестоимость строительства скважины (за метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (4.8):

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см-П}}{H} = \frac{260\ 689\ 120,3 - 9\ 935\ 170,2}{3698} = 67\ 808 \text{ руб/м.} \quad (4.8)$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом.

Ключевыми особенностями долот с матричным корпусом 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.

Рассмотрим эффект внедрения на примере интервала под эксплуатационную колонну, где увеличение проходки играют ключевую роль в выборе инструмента. Проведем сравнение запроектированного долота со стальным корпусом производства ОАО «Волгабурмаш» FastDrill 215,9 (8 ½) FD 613 SM S333 и предлагаемого долота с матричным корпусом производства ОАО «Волгабурмаш» FastDrillMatrix 215,9 (8 ½) FDM 613 MH M433.

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

Таблица 4.2 – Расчет эффективности внедрения матричного долота

Корпус долота	Стальной	Матричный
Рассматриваемый интервал (колонна)	Эксплуатационная	
Способ бурения	С применением ГЗД	
Глубина сооружаемого интервала, м	2680	
Интервал бурения по стволу, м	946-3049; 2942-3079	
Ожидаемая проходка на долото, м	2500	5300
Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	31,2
Время СПО, ч	13,4	
Цена долота в ценах 2017 г., руб	362 500	850 700
Расчет		
Длина сооружаемого интервала, м	2240	
Количество долблений, ед.	0,896	0,423
Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	87,84	71,79
Время бурения с учетом времени СПО, ч	101,21	85,16
Экономия времени, ч	16,05	
Стоимость эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
Эксплуатационные затраты на долото, руб	324 800	359 850
Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	4 637 989	3 902 491
Итого эксплуатационных затрат, руб	4 962 789	4 262 341
Экономия эксплуатационных затрат, руб	700 448	
Экономия себестоимости метра проходки, руб/м	312,7	
Экономический эффект на долото, руб	1 657 310	
Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	0,51	

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	
<p>Строительство скважины:</p> <p>1. Эксплуатация бурового оборудования;</p> <p>2. Механическое бурение;</p> <p>3. Спуско-подъемные операции;</p> <p>4. Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование;</p> <p>5. Приготовление и обработка технологических жидкостей;</p> <p>6. Освоение скважины.</p>	<p>1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</p> <p>2. Превышение уровня шума;</p> <p>3. Превышение уровня вибрации;</p> <p>4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>6. Повреждения в результате контакта с живыми организмами.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Электрический ток;</p> <p>3. Расположение рабочего места на значительной высоте;</p> <p>4. Пожаровзрывоопасность.</p>	<p>MP 2.2.7.2129-06 [20]</p> <p>ГОСТ 12.1.003-83</p> <p>ССБТ [21]</p> <p>ГОСТ 12.1.012-2004</p> <p>ССБТ [22]</p> <p>ГОСТ 12.1005-88 ССБТ [23]</p> <p>СНиП 2.04.05-91 [24]</p> <p>ГОСТ 12.4.041-2001</p> <p>ССБТ [25]</p> <p>Приказ от 12.03.2013 г. №101 [26]</p> <p>Р 3.5.2.2487—09 [27]</p> <p>РД 10-525-03 [28]</p> <p>ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [29]</p> <p>РД 34.21.122-87 [30]</p> <p>ПП РФ №316 [31]</p> <p>ГОСТ 12.1.044-84</p> <p>ССБТ [32]</p>

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (IA, особый), в холодный период года. К

коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40⁰C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [20]. Нормы приведены в таблице 5.2.

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

Температура воздуха, °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 [2] 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 12.1.005-88 [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 [9]

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 СНиП 2.04.05-91 [24]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [25].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [26] и приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

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

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [26], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [28].

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

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП [26] и включают в себя:

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

Пожаровзрывоопасность

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [30].

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 [26];
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [31]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины 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 некультивируемым 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

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, 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

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [13]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными

последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

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

5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [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 выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [39].

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

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае 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].

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

Заключение

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

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

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

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

В специальной части дипломного проекта приведены результаты исследований и доказана экономическая эффективность применения в буровых растворах понизителей фильтрации на основе полисахаридов.

Список публикации студента по теме исследования

Сухарев М.А. Исследование понизителей фильтрации на основе карбоксиметилированных полисахаридных реагентов [Текст] / Захаров А.С., Сагитов Р.Р., Сухарев М.А // 71-ая Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ – 2017»: сб. тезисов. – 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-Бизнесцентп», 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 А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
- 7 Минибаев В.В., Ильин И.А., Пестерев С.В. Эффективность полисахаридных реагентов в буровых растворах различной степени минерализации среды // Бурение и нефть. 2009. №10. С.48-50.
- 8 Грэй Д. Р., Дарлиг С.Г., Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) - М.: «Недра», 1985. – 472с.
- 9 Белоусов А.М. Практическое применение модифицированных крахмалов в безглинистых полимерных системах буровых растворов на месторождениях ОАО «Белкамнефть» // Бурение и нефть. 2008. №6. С.20-22.
- 10 Пеньков А.И., Филиппов В.Ф., Филиппов Е.Ф. Выбор показателя фильтрации бурового раствора для условий высоких температур в целях предупреждения прихватов под действием перепада давления // ЭН «Бурение». Отечественный производственный опыт. 1985. Вып. 5. С. 13 — 16.

- 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-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-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 Поселковому месторождению Томской области

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницае- мость, мДарси	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	35	пески супеси суглинки	2,40 2,25 2,20			30,0	8 2 1	I	Мягкая
P ₃ /nkr	35	270	глины пески	2,40 2,40	40,0	<450,0	95,0	2 8	II	Мягкая
P ₃ +P ₂ /chg	270	340	глины пески	2,40 2,40	40,0	<450,0	95,0	2 8	II	Мягкая
P ₂ /llv	340	470	глины	2,40			95,0	2	III	Мягкая
P ₁ /tl	470	490	песчаники алевролиты	2,60 2,69	32,0 10,9	<250,0	5,0 18,0	10 6	III	Средняя
K ₂ /gn	490	610	глины	2,40			95,0	2	III	Мягкая

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K ₂ /sl	610	670	глины	2,40	25,0	<250,0	95,0	2	III	Мягкая
			песчаники	2,60			8,0	10	III	Средняя
K ₂ /ip	670	805	глины	2,40			95,0	2	III	Мягкая
K ₂ /kz	805	824	глины	2,40			95,0	2	III	Мягкая
K ₂ +K ₁ /pkr	824	1674	глины	2,40	31,5	<1000,0	95,0	2	IV	Мягкая
			песчаники	2,60	13,5	9,1	5,0	10	IV	Средняя
			алевролиты	2,69	38,0	<1450	18,0	6	IV	Средняя
			пески	2,50			7,0	8	IV	Мягкая
K ₁ /vrt	1674	2214	аргиллиты	2,67	22,0	12,0	80,0	3	V	Средняя
			алевролиты	2,69			16,0	6		
			песчаники	2,60			5,0	10		
K ₁ /tr	2214	2315	песчаники	2,60	23,5	282,7	5,0	10	V	Средняя
			аргиллиты	2,67			80,0	3		
			алевролиты	2,69			16,0	6		
K ₁ /klm	2315	2626	песчаники	2,60	21,5	62,2- 240,3	5,0	10	V	Средняя
			аргиллиты	2,67			80,0	3		
			алевролиты	2,69			15,0	6		
			глины	2,40			90,0	3		
J ₃ /bg	2626	2646	аргиллиты	2,67			80,0	3	V	Средняя
J ₃ +J ₂ /vs	2646	2690	песчаники	2,60	15,2-	5,6-9,6	5,0	10		
			аргиллиты	2,67	15,6		80,0	3		
			алевролиты	2,69			16,0	6		

Таблица В.2 - Нефтегазоводоносность 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 /т	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 +J ₂ /vs (Ю ₁ ³⁻⁴)	2665	2675	Поров.	769	83	53,4	-
Газоносность							
Газо- и газонасыщенные отложения в геологическом разрезе Поселковского месторождения отсутствуют							
Водоносность							
Q	0	35	Поров.	1000	120	-	Да. Минерализ. – 0,04 г/л.
P ₃ /nk, P ₃ +P ₂ /ch	35	270	Поров.	1000	120	-	Да. Минерализ. – 0,13-0,64 г/л. Хим. состав (преобладающий): НСО ₃ – 98.0-366.0 мг/л

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8
P ₁ /tl	470	490	Поров.	1003	120	-	Нет. Минерализ. – 5,0-8,2 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 3386,0 мг/л, Na ⁺ - 196,0 мг/л
K ₂ +K ₁ /pkr	824	1674	Поров.	1007	120	-	Нет. Минерализ. – 15,3-19,2 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 9,2-11,0 г/л, Na ⁺ - 5,4-6,4 мг/л
K ₁ /vrt	1674	2214	Поров.	1010	120	-	Нет. Минерализ. – 20,6-23,6 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 13,3 г/л, Na ⁺ - 7,0-9,6 г/л, Ca ⁺⁺ - 1,2-1,4 г/л
K ₁ /klm	2315	2626	Поров.	1020	120	-	Нет. Минерализ. – 20,8-29,8 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 12,8 г/л, Na ⁺ - 7,6-10,8 г/л, Ca ⁺⁺ - 1,2-2,2 г/л
J ₃ +J ₂ /vs (Ю ₁ ³⁻⁴)	2646	2690	Поров.	1024	120	-	Нет. Минерализ. – 35,3 г/л. Хим. состав (преобладающий): Cl ⁻ - 21,2 г/л, Na ⁺ - 12,8 г/л

Таблица В.3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q - P ₃ +P ₂ /chg K ₂ +K ₁ /pkr	0 824	340 1674	Поглощение бурового раствора	Частичное поглощение, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении плотности, вязкости и СНС бурового раствора над проектными значениями, плохой очистке бурового раствора, недопустимо высоких скоростях спуска бурильного инструмента.
Q - P ₃ +P ₂ /chg P ₂ /llv K ₂ /gn K ₂ /kz K ₂ +K ₁ /pkr J ₃ /bg	0 340 490 824 2626	340 470 824 1674 2646	Осыпи и обвалы стенок скважины	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при несоответствии параметров бурового раствора проектным значениям, повышенной водоотдаче и неудовлетворительной ингибирующей способности бурового раствора, подъеме бурильного инструмента с поршневание, несоответствии режима бурения при прохождении отложений.

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5
K_2+K_1/pkr	824	1674	Водопроявление	Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического, несоблюдении параметров бурового раствора, превышении скорости подъема инструмента.
J_3+J_2/vs ($Ю_1^{3-4}$)	2646	2690	Нефтепроявление	
$P_1/tl - K_2+K_1/pkr$	470	1674	Прихватопасность	Сальникообразование и заклинка КНБК, дифф.прихват. Возникает при отклонении параметров БР от проектных значений, несоблюдении режима промывки скважины.
$K_1/vrt - J_3+J_2/vs$	1674	2690		
P_2/llv	340	470	Посадки и заклинка обсадной колонны кондуктора	Возникает при недостаточной очистке ствола скважины от выбуренной породы, сужении ствола скважины, образовании сальников и оставление их в стволе скважины при шаблонировании.
$K_2/gn K_2/kz$	490	824		
P_1/tl	470	610	Разжижение бурового раствора с потерей его свойств	Возникает при разбавлении бурового раствора агрессивными пластовыми водами
K_2+K_1/pkr	824	1674		

Таблица В.4 – Исследовательские работы

Интервал, м		Тип работ	Общие параметры	Оборудование
От	До			
1	2	3	4	5
Кондуктор (0-850)				
0	850	Геолого-технические исследования	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения	Станция ГТИ «Разрез-2»
0	850	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»
50	850	Кавернометрия, профилометрия, термометрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения	ПС, ИК 4СКП-Т, ТЭГ-60
50	850	Инклинометрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения. Через 10 м.	Телем. система Slim Pulse
0	850	Акустическая и плотностная цементометрия	Группа сложности – 2-3. В обсаженном стволе	АКЦ-75 ЦМГА-2

Продолжение таблицы В.4

Эксплуатационная колонна (0-2660)				
1	2	3	4	5
850	2660	Геолого-технические исследования	В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения	Станция ГТИ «Разрез-2»
850	2660	Каротаж: ПС+КС, ВИКИЗ, БК, МБК+МКВ, МКЗ, резистивиметрия; АКШ, ГК+НКТ, ГГК-П, НК	В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения	Комплекс приборов «КАСКАД»
850	2660	Кавернометрия, профилометрия	В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения	ПС, ИК 4СКП-Т
850	2660	Инклинометрия	В открытом стволе. В процессе бурения. Через 10 м.	Телем. система Slim Pulse
0	2660	Акустическая и плотностная цементометрия	В обсаженном стволе. Во время остановок процесса бурения	АКЦ-75 ЦМГА-2
0	2660	Термометрия	В обсаженном стволе. Во время остановок процесса бурения	ТЭГ-60

Продолжение таблицы В.4

0	3035	Радиоактивный каротаж ГК, НКТ, ГГК-У	В обсаженном стволе. Во время остановок процесса бурения	Комплекс «КАСКАД»
2663	2677	Отбор керна	Диаметр извлекаемого керна – 100 мм. Длина извлекаемого керна – 14 000 мм.	УКР-185/100 «Тенгиз»
2665	2680	Испытание пластоиспытателем ИПТ	2 цикла промывки после проработки	МИГ-146
Хвостовик (2660-2670)				
2660	2670	Каротаж ПС, ГК+НКТ, ВИКИЗ, резистивиметрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. Во время остановок процесса бурения.	Алмаз-2
2660	2670	Инклинометрия	Группа сложности – 2. В открытом стволе. В процессе бурения. Через 10 м.	Телем. система Slim Pulse
2660	2670	ГТИ с геологическим модулем (газовый каротаж)	Группа сложности – 2-3. В открытом стволе. В процессе бурения.	Станция ГТИ «Геотест-5»
0	2670	Комплексные геофизические и гидродинамические исследования в ГС	Группа сложности – 2-3.	Приток-2М
0	2670	Свабирование	Свабирование, компрессирование азотом, струйный насос, ГКО	КС-62

Приложение Г

(обязательное)

Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

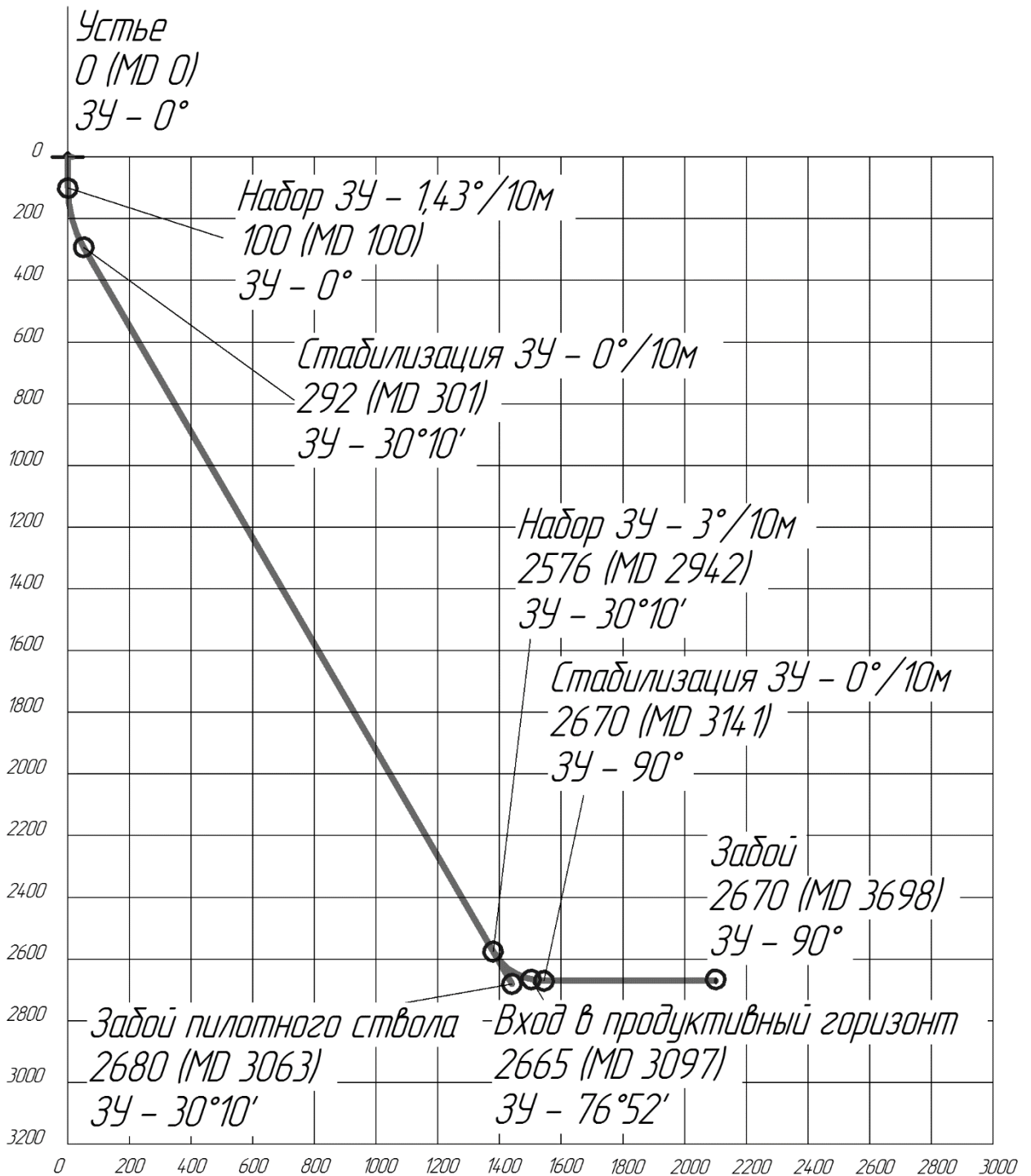


Рисунок Г.1 – Проектный профиль скважины

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

Тип профиля	Наклонно-направленная с горизонтальным участком ствола										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	2670			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м					0,15		
Глубина вертикального участка скважины, м	100			Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/м					0,30		
Отход скважины, м	2100			Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м					-		
Длина интервала бурения по пласту, м	600			Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м					-		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	5			Зенитный угол в конце участка набора угла, град					30°10'		
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	5			Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град					90°00'		
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	-			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					89°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	292	192	0	52	52	0°00'	30°10'	100	301	201
3	292	2576	2284	52	1379	1327	30°10'	30°10'	301	2943	2642
4	2576	2670	94	1379	1543	165	30°10'	90°00'	2943	3141	198
5	2670	2670	0	1543	2100	557	90°00'	90°00'	3141	3698	557
Итого	Σ		2670	Σ		2100	-	-	Σ		3698

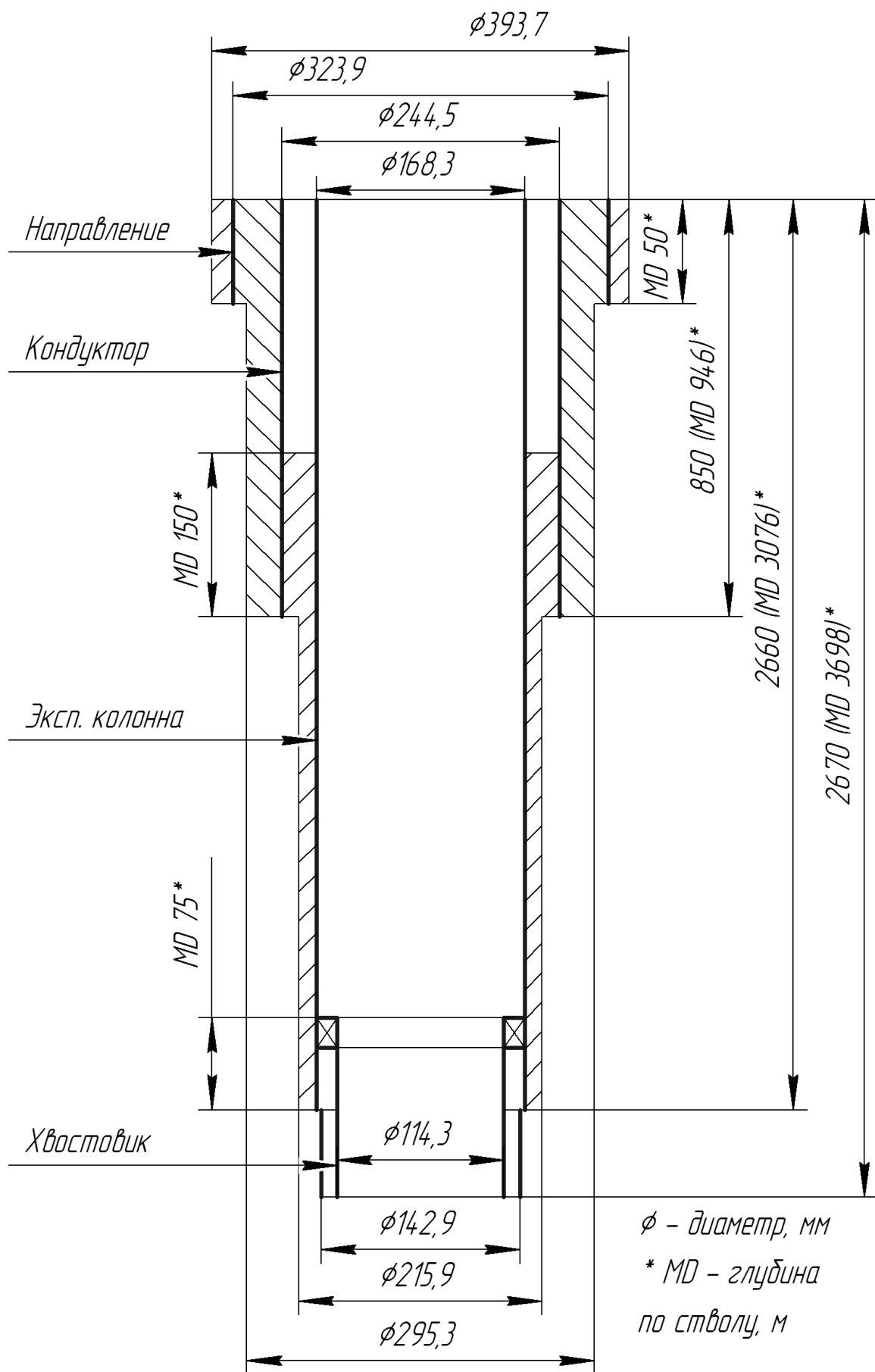


Рисунок Г.2 – Конструкция скважины

Приложение Д

(обязательное)

Проектирование компоновки низа бурильной колонны

Таблица Д.1 – Исходные данные для расчета

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Длина верт. участка $H_{\text{верт}}$, м	100	Диаметр НУБТ $D_{\text{убт } 1}$, м	0,178
Зенитный угол α_1 , рад	0,53	Удельный вес НУБТ $q_{\text{убт } 1}$, кг/м	174,1
Радиус кривизны R_1 , м	382	Диаметр БТ D , м	0,127
Глубина H , м	2670	Толщина стенки δ , м	0,0092
Длина участка стабилизации $L_{\text{ш}}$, м	2760	Внутренний диаметр БТ d , м	0,1086
Осевое усилие G , Н	64981	Удельный вес БТ q , Н/м	314,12
Плотность бур. раствора $\rho_{\text{бр}}$, 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_d , м	0,2159
Вес ВЗД $G_{\text{взд}}$, Н	10163	Длина ТБТ $l_{\text{тбт}}$, м	98,64
Коэффициент Архимеда k_A	0,861	Длина яса $l_{\text{яс}}$, 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_p , м ³	0,000187	Площадь проходного сечения БТ $F_{\text{п}}$, м ²	0,00926
Осевой момент инерции I , м ⁴	$5,94 \cdot 10^{-6}$	Осевое усилие на корпусе ВЗД $F_{\text{взд}}$, Н	62062
Полярный момент инерции I_p , м ⁴	$1,188 \cdot 10^{-5}$	Вес КНБК $G_{\text{кнбк}}$, Н	46004

Последовательность расчета бурильной колонны:

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 (6) 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):

$$N_3 = N(l_{6T}) + (q(L_{III} - l_{КНБК} - l_{ТБТ,ЯС}) + G_{ТБТ,ЯС}) \cos\alpha + F_{тр3} - F_{тр.КНБК}, \quad (10)$$

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 неvertикальных участках профиля определяется по формуле (15):

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

Продольное усилие в верхнем сечении колонны определяется 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):

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

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

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

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

Расчетная длина превышает проектируемую, следовательно, данные трубы можно использовать для комплектования бурильной колонны.

Таблица Д.2 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
от	до				
1	2	3	4	5	6
0	50	393,7 (15 ½) GRD111	180	0,4	Бурение вертикального участка, проработка ствола перед спуском направления
		Калибратор 1-КА393,7 СТК М177/177	103	0,39	
		Переводник П-201/177	115	0,52	
		УБТ-254	2510	8	
		Переводник П-177/201	115	0,52	
		Переводник П-163/177	97	0,46	
		УБТ-203	1594	8	
		Переводник П-122/163	56	0,53	
		УБТ-165	1010	8	
		Переводник П-133/122	37	0,53	
		ПК-127x9,19 Е (ост.)	321	12	
Σ			6138	39,4	
50	946	295,3 (11 5/8) FD 619 SM	91	0,38	Бурение вертикального участка, интервала набора угла, интервала стабилизации, проработка ствола перед спуском кондуктора
		1-КА295,3 СТК М152/152	93	0,4	
		Забойный двигатель ДГР-240М.7/8.41	1756	8,27	
		Клапан переливной КП-203	93	0,6	
		Переводник П-152/171	56	0,53	
		Установочный переводник УВНО-203	180	0,86	
		НУБТ-203 (с ТМС)	2026,8	9,2	

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6
50	946	НУБТ-203	2026,8	9,2	Бурение вертикального участка, интервала набора угла, интервала стабилизации, проработка ствола перед спуском кондуктора
		Переводник П-171/161	63	0,4	
		Переводник П161/122	54	0,36	
		УБТ-165	1087,2	8	
		Переводник П133/122	59,2	0,45	
		ПК-127х9,19 Е (ост.)	24039	900	
Σ			31723,9	939	
946	3049	215,9 (8 ½) FD 6 13 SM	43	0,37	Бурение участка стабилизации, бурение интервала пилотного ствола
		2-КС 215,9 СТ М117/117	60	0,6	
		Забойный двигатель ДГР-178М.7/8.37	1036	6,98	
		Клапан переливной КП-172	97	0,6	
		Клапан обратный КОБ-172	108	0,78	
		Уст. переводник УВНО-172	150	0,74	
		НУБТ-178 (с ТСМ)	1591	9,14	
		НУБТ-178	1591	9,14	
		Переводник П-133/147	114	0,42	
		ПК-127х9,19 Е (5св.)	3770	120	
		ТБТ-127 (4 тр.)	3500	49,32	
		Ясс -172	640	5,12	
		ТБТ-127 (4 тр.)	3500	49,32	
		ПК-127х9,19 Е (ост.)	76867	2796	
Σ			93069	3049	

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6
3049	3063	215,9 /100 (8 ½ / 4) СВ 10 09 МН	23	0,4	Отбор керна в пилотном стволе
		СКИ 178/100	1120	17,1	
		Переводник П-147/133	69,75	0,53	
		УБТС-178	5184	36	
		Переводник П-133/147	69,75	0,53	
		ПК-127x9,19 Е (ост.)	80130	3000	
Σ			86597	3055	
2942	3079	215,9 (8 ½) FD 6 13 SM	43	0,37	Зарезка основного ствола из пилотного, бурение интервала набора угла, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
		2-КС 215,9 СТ М117/117	60	0,6	
		Забойный двигатель ДГР-178М.7/8.37	1036	6,98	
		Клапан переливной КП-172	97	0,6	
		Клапан обратный КОБ-172	108	0,78	
		Уст. переводник УВНО-172	150	0,74	
		НУБТ-178 (с ТСМ)	1591	9,14	
		НУБТ-178 (с ТСМ)	1591	9,14	
		Переводник П-133/147	114	0,42	
		ПК-127x9,19 Е (5св.)	3770	120	
		ТБТ-127 (4 тр.)	3500	49,32	
		Яс -172	640	5,12	
		ТБТ-127 (4 тр.)	3500	49,32	
		ПК-127x9,19 Е (ост.)	76867	2820	
Σ			93069	3073	

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6
3079	3698	142,9 (5 5/8) sFD 6 13 M	17	0,26	Окончание бурения интервала набора угла, бурение интервала под хвостовик, проработка ствола перед спуском хвостовика
		Забойный двигатель ДРЗ-127М.7/8.37	418	5,74	
		Клапан переливной КП-120	30	0,43	
		Клапан обратный КОБ-120	17,5	0,35	
		Уст. переводник УВНО-120	50	0,74	
		НУБТ-121 (с ТСМ)	450,6	9,14	
		НУБТ-121	450,6	9,14	
		ПН-89х9,4 Е (35 св.)	18550	875	
		УБТС-121 (8 тр.)	3868,8	52	
		ЯГБ-124	330	2,1	
		УБТС-121 (7 тр.)	3385,2	45,5	
		ПН-89х9,4 Е (ост.)	56985,6	2688	
Σ			84553	3688	

Приложение Е

(обязательное)

Последовательность проведения испытаний и результаты исследований

Приготовление 1 литра модельного пресного полимерглинистого раствора производится следующим образом:

- В цилиндрический стакан наливают 1000 мл технической воды;
- Добавляют каустическую соду в количестве 0,05% от массы и перемешивают на верхнеприводной мешалке со скоростью 1000 об/мин в течение 30 сек;
- В перемешиваемый раствор вводят определенное количество бентопорошка – от 0,5 до 4,5% от массы – и перемешивают в течение $15,0 \pm 0,5$ мин. на верхнеприводной мешалке со скоростью 1000 об/мин;
- По истечении 15 мин в перемешиваемый раствор вводят определенное количество полимера – 1,0% от массы – и перемешивают до полного растворения в течение $15,0 \pm 0,5$ мин. на верхнеприводной мешалке со скоростью 1000 об/мин;
- По окончании перемешивания стакан извлекают из-под мешалки и переливают его содержимое в емкость для хранения, контролируя, чтобы все содержимое было перемещено. Емкость закрывают и оставляют на 16 ± 1 часов для растворения и полного распускания полимера;
- Перед проведением испытаний раствор предварительно извлекают из емкости и перемешивают на верхнеприводной мешалке со скоростью 1000 об/мин.

Испытание по определению реологических параметров выполняется следующим образом:

- В стакан прибора OFITE наливают модельный раствор до отметки, после чего устанавливают на подставке прибора так, чтобы уровень жидкости совпадал с отметкой на гильзе;

- Устанавливают переключатель скорости в положение «STIR» и перемешивают раствор несколько секунд;
- Далее последовательно переводят переключатель скорости в следующее положение и фиксируют отклонение стрелки, снимая реологический профиль раствора;
- Пластическая вязкость вычисляется по формуле (3.1):

$$PV = 600 \text{ об} - 300 \text{ об}, \quad (3.1)$$

где PV – пластическая вязкость, сПз, 600 об и 300об – значения ротационного вискозиметра OFITE 800 в положении “600” и “300”;

- Кажущаяся вязкость вычисляют по формуле (3.2):

$$AV = \frac{600 \text{ об}}{2}, \quad (3.2)$$

где AV – кажущаяся вязкость, сПз;

- Динамическое напряжение сдвига вычисляют по формуле (3.3):

$$YP = 300 \text{ об} - PV, \quad (3.3)$$

где YP – динамическое напряжение сдвига, фунт/100 фут².

Испытание по определению показателя фильтрации выполняется следующим образом:

- Ячейку фильтр-пресса OFITE низкого давления объемом 500 мл собирают следующим образом: крышка основания, резиновая прокладка, сетчатый элемент, 1 лист фильтровальной бумаги (фильтровальная бумага «белая лента»), резиновая прокладка, корпус камеры;
- Заполняют собранную ячейку пробой модельного раствора, перекрывая пальцем патрубок отвода фильтрата, оставляя пространство высотой около 10-15 миллиметров;
- Ячейку помещают в каркас, закрывают крышкой с резиновой прокладкой и открытым обратным клапаном и закрепляют Т-образным винтом. Подставляют под патрубок отвода фильтрата чистый, сухой мерный цилиндр и закрывают обратный клапан;

- Устанавливают регулятор в положение, обеспечивающее создание давления в 100 ± 5 фунтов на кв. дюйм (690 ± 35 кПа), начиная отсчет времени испытания с момента исходной опрессовки камеры;
- В начале испытания и по истечении 7,5 и 30 мин проводят измерение объема собранного фильтрата. Записывают объем собранного фильтрата в см^3 точностью до 0,5 см^3 ;
- По окончании испытания перекрывают поступление газа регулятором давления и постепенно открывают обратный клапан.

Испытание по определению термостабильности выполняется следующим образом:

- Ячейку старения объемом 500 мл заполняют пробой модельного раствора, оставляя пространство высотой около 10-15 миллиметров;
- Ячейку накрывают внутренней головкой с резиновой прокладкой и открытым клапаном, уплотнительным кольцом и закрывают крышкой с резьбовым соединением. С помощью трех шестигранных винтов уплотнительное кольцо прижимает внутреннюю головку к корпусу ячейки, обеспечивая её герметичность;
- С помощью редуктора, обеспечивающего создание давления в 100 ± 5 фунтов на кв. дюйм (690 ± 35 кПа), и клапана в камере создают повышенное давление, предотвращающее выкипание смеси;
- Ячейку помещают в вальцовую печь. Терморегулятором выставляют необходимую температуру и включают печь. Вращение ячейки и высокая температура имитируют циркуляцию бурового раствора в скважине;
- По истечении 24 ± 2 часов ячейку извлекают из камеры, дают остыть, после чего производят разгерметизацию. Полученный раствор готов к определению реологических параметров и показателя фильтрации.

Таблица Е.1 - Свойства буровых растворов в зависимости от концентрации ПБМБ и типа полимера до старения

Наименование	Концентрация ПБМБ, %	Условная вязкость, с	Кажущаяся вязкость (AV), мПа*с	Пластическая вязкость (PV), мПа*с	Динамическая вязкость (YP), фунт/100фут ²	Статическое напряжение сдвига, фунт/100фут ²		Показатель фильтрации, см ³ /30 мин
						10 сек	10 мин	
Раствор 1	0,5	38	25,5	21	9	1	1	16,5
	1	42	29	23	12	1	1	14
	1,5	48	33	26	14	1	1	13
	2,5	72	42	32	20	2	2	12
	3,5	103	50	34	32	4	11	12
	4,5	187	60	41	41	38	12	21
Раствор 2	0,5	36	23	16	14	6	7	16
	1	47	27,5	18	19	10	11	13
	1,5	61	33,5	22	23	11	14	13
	2,5	76	37,5	22	31	15	16	12
	3,5	125	44,5	25	39	18	21	11
	4,5	402	62,5	35	55	27	30	9
Раствор 3	0,5	15	1,1	0,9	0,5	0,2	0,2	18
	1	15	1,7	1,6	0,3	0,2	0,2	12
	1,5	15	2,15	2,2	0,2	0,2	0,2	12
	2,5	16	3,65	3,3	0,7	0,2	2,5	11
	3,5	18	3,45	2,6	1,5	0,2	2,7	11
	4,5	20	7,35	5,2	4,3	0,8	2,7	11

Таблица Е.2 - Свойства буровых растворов в зависимости от концентрации ПБМБ и типа полимера после старения

Наименование	Концентрация ПБМБ, %	Кажущаяся вязкость (AV), мПа*с	Пластическая вязкость (PV), мПа*с	Динамическая вязкость (YR), фунт/100фут ²	Статическое напряжение сдвига, фунт/100фут ²		Показатель фильтрации, см ³ /30 мин
					10 сек	10 мин	
Раствор 1	0,5	5	4	2	1	1	16
	1	11,5	9,5	4	1	1	14
	1,5	14,5	11	7	1	1	12
	2,5	23,5	17	13	1	1	12
	3,5	27	20	14	2	5	12
	4,5	72	39	66	21	28	11
Раствор 2	0,5	3	3	0	1	1	24
	1	11	8	6	1	1	14
	1,5	11,5	10	3	1	1	14
	2,5	8	7	2	1	1	11
	3,5	17,5	12	11	6	10	10
	4,5	21,5	15	13	6	10	10
Раствор 3	0,5	1,55	0,9	1,4	0,2	0,2	14
	1	2,1	1,4	1	0,2	0,2	15
	1,5	3,15	2,8	0,5	0,2	0,2	12
	2,5	7,9	6,6	1,3	0,3	0,7	13
	3,5	11,3	9,3	1,9	1,3	2,9	13
	4,5	14,65	10,8	5,7	3,8	5,7	12

Приложение Ж

(обязательное)

Обоснование раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

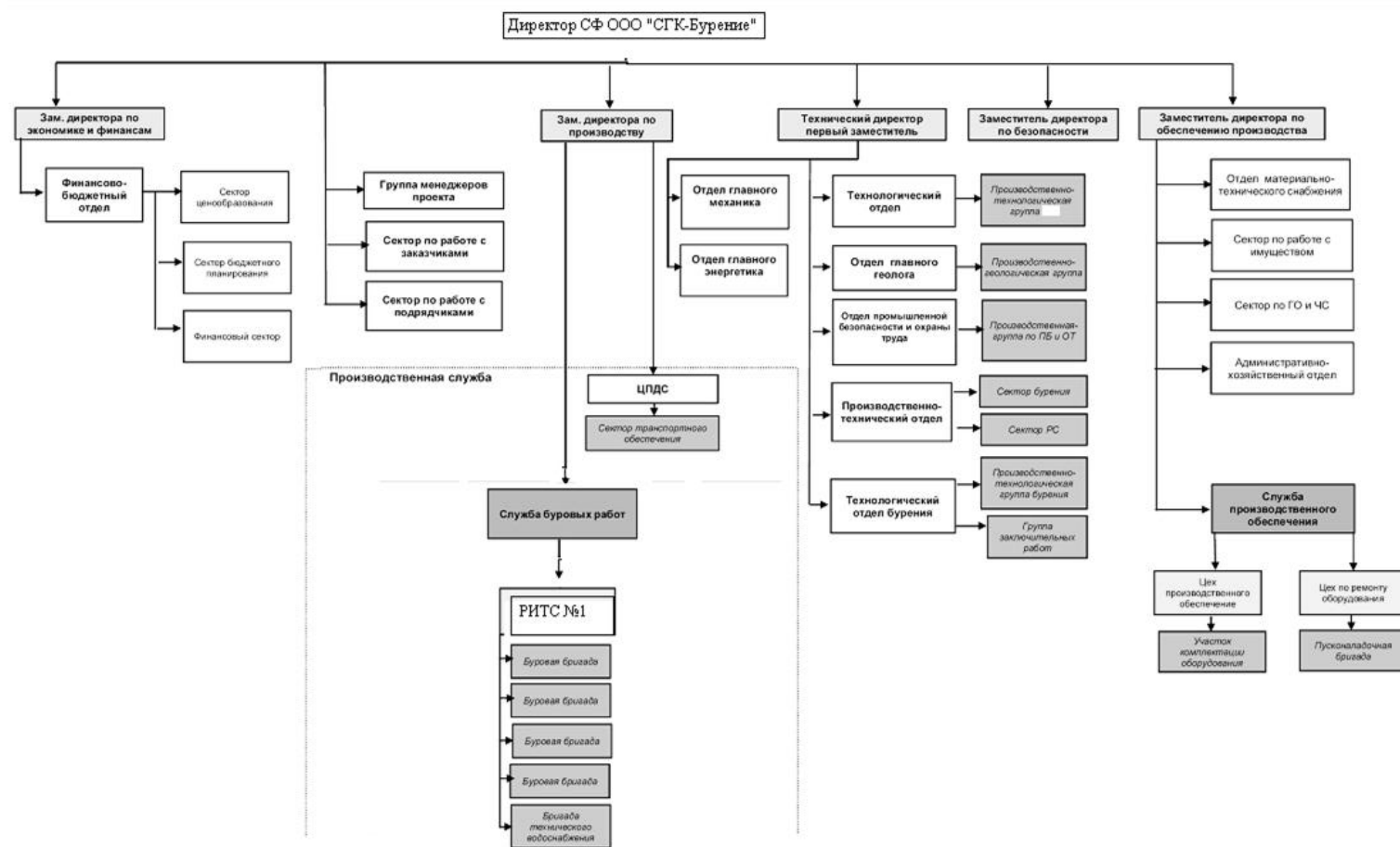


Рисунок Ж.1 – Организационная структура Стрезжевского филиала ООО «СГК-Бурение»

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 к бурению										96
Бурение под направление	393,7 (15 ½) GRD111	0	50	350	0,02	50	1	1	0,04	1,04
Промывка (ЕНВ)										0,03
Наращивание (ЕНВ)										0,13
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,13
Установка и вывод УБТ за палец										0,37
Крепление (ЕНВ)										23,61
Ремонтные работы (ЕНВ)										1,43
Смена вахт (ЕНВ)										0,3
Итого:										28,75
Бурение под кондуктор	295,3 (11 5/8) FD 619 SM	50	946	3200	0,03	896	1	26,88	2,76	29,64
Промывка (ЕНВ)										0,31
Наращивание (ЕНВ)										5,47
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										2,33

Продолжение таблицы Ж.1

Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,83
Установка и вывод УБТ за палец										0,6
Крепление (ЕНВ)										51,3
ПГИ (ЕНВ)										5,45
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,8
Смена вахт (ЕНВ)										0,9
Итого:										102,44
Бурение под пилотный ствол	215,9 (8 ½)	946	3049	2500	0,05	2103	1	105,15	5,13	110,31
Промывка (ЕНВ)	FD 613 SM									0,78
Наращивание (ЕНВ)										10,9
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										2,10
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,00
Установка и вывод УБТ за палец										0,2
ПГИ (ЕНВ)										14,98
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,8
Смена вахт (ЕНВ)										1,2
Итого:										149,51
Бурение под отбор керна	215,9 /100	3049	3063	150	0,07	14	1	0,98	8,62	9,60
Промывка (ЕНВ)	(8 ½ / 4)									1,67
Наращивание (ЕНВ)	CB 10 09									0,26
Смена долот (ЕНВ)	MH									0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,8
Установка и вывод УБТ за палец										0,2
ПГИ (ЕНВ)										15,37
Ремонтные работы (ЕНВ)										1,58
Смена вахт (ЕНВ)										0,3
Итого:										30,62

Продолжение таблицы Ж.1

Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 (8 ½) FD 6 13 SM	2942	3079	2500	0,07	137	1	9,59	8,24	17,83
Промывка (ЕНВ)										1,13
Наращивание (ЕНВ)										1,33
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										2,10
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,0
Установка и вывод УБТ за палец										0,2
Крепление (ЕНВ)										68,4
ПГИ (ЕНВ)										10,1
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,9
Смена вахт (ЕНВ)										1
Итого:										110,06
Бурение под хвостовик	142,9 (5 5/8) sFD 6 13 M	3079	3698	2000	0,07	619	1	43,33	7,97	51,30
Промывка (ЕНВ)										1,03
Наращивание (ЕНВ)										2,8
Смена долот (ЕНВ)										0,24
ПЗР к СПО (ЕНВ)										1,63
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										6,53
Установка и вывод УБТ за палец										1,35
Крепление (ЕНВ)										55,45
ПГИ (ЕНВ)										12,64
Ремонтные работы (ЕНВ)										7,02
Смена вахт (ЕНВ)										1,2
Итого:										141,21
Испытание скважины на продуктивность										248,4

Таблица Ж.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,05	6,9095	1,12	154,78	4,78	660,52	1,81	250,13
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	46,43	-	198,16	-	75,04
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,05	0,72	1,12	16,13	4,78	68,83	1,81	26,1
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,24	-	4,84	-	20,65	-	8,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,4	0,05	12,64	1,12	283,2	4,78	1209,36	1,81	457,68
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	4	5732	0,05	71,65	1,12	1604,96	4,78	6850,7	1,81	2593,73
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	-	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	-	-	-	-	1,12	251,55	4,78	1073,59	1,81	406,53
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,12	103,77	4,78	442,92	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	0,27	-	2,1	-	4,78	-	1,81	436,13
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	4	35,6	0,21	1,87	2,13	18,96	7,99	71,11	1,81	16,11
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,21	1,59	2,13	16,06	7,99	60,24	1,81	13,64
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,21	31,39	2,13	318,38	7,99	1194,34	1,81	270,56
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	4	182,1	0,21	22,66	2,13	229,89	7,99	862,35	1,81	195,35

Продолжение таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,68	0,21	1,7	1,12	37,99	8,19	277,8	1,81	61,39
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,21	5,02	1,12	112,45	8,19	822,28	1,81	181,72
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,21	1,16	2,13	11,78	7,99	44,18	1,81	10,0
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4	677,16	0,21	8,46	1,12	189,6	8,19	1386,49	1,81	306,41
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	0,3	262,56
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	0,1	18,33	0,1	18,33	0,1	18,33	0,1	18,33
Reastab, Reasil	т	215,6	-	-	-	-	-	-	20	4312	44	9489,4
Polypac Rб, Reatrol	т	983	-	-	0,5	491,5	0,5	491,5	0,2	491,5	0,5	491,5
Realub, SAPP	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	5	5270,5	5	5270,5
Мраморная крошка (фракция 60)	т	198,6	-	-	10	1986	10	1986	10	1986	15	2979
Биополимер DUO-VIS	т	1491,2	-	-	-	-	0,5	745,6	0,5	745,6	2	2982,4
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	12	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,8	558,22	33,3	668,66	36,4	730,9	66,9	1343,35
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				9631,4		4680,6		9332,6		29239,8		28450,9
Затраты, зависящие от объема работ												
393,7 (15 ½) GRD111	шт	2686,4	-	-	0,14	376,1	-	-	-	-	-	-
295,3 (11 5/8) FD 619 SM	шт	4852,7	-	-	-	-	0,28	1358,7	-	-	-	-
215,9 (8 ½) FD 613 SM	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,89	4690,02	-	-
215,9 /100 (8 ½ / 4) CB 10 09 MH	шт	8845,6	-	-	-	-	-	-	0,09	12,14	-	-
142,9 (5 5/8) sFD 6 13 M	шт	6971,2	-	-	-	-	-	-	-	-	0,31	2157,6
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,4	90,34	24,8	121,77	48,6	238,63	60,9	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	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	1670,68	5301,5	2463,23					
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	9631,4	5153,7	11003,3	34541,3	30914,1					
Всего по сметному расчету, руб	91243,8											

Таблица Ж.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	1,01	131,0	2,21	286,0	2,95	380,9	3,16	308,7
Социальные отчисления, 30%		-	-	39,3	-	85,8	-	114,3	-	92,6
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	1,01	11,8	2,21	25,7	2,95	34,3	3,16	27,7
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,5	-	7,7	-	10,3	-	8,3
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	1,01	7,6	2,21	16,7	2,95	22,2	3,16	18,0
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	1,01	256,4	2,21	560,0	2,95	745,8	3,16	604,5
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	1,01	1453,3	2,21	3173,6	2,95	4226,5	3,16	3425,7
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	1,01	425,3	2,21	928,8	2,95	1237,0	3,16	1002,6
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	1,01	140,9	2,21	307,6	2,95	409,6	3,16	332,0
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	1,01	102,3	2,21	223,3	2,95	297,4	3,16	241,1
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	1,01	9,0	2,21	19,7	2,95	26,2	3,16	21,3
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	1,01	101,8	2,21	222,4	2,95	296,1	3,16	240,0
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	1,01	171,7	2,21	374,9	2,95	499,3	3,16	404,7
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	1,01	18,7	2,21	40,7	2,95	54,3	3,16	44,0
Эксплуатация трактора	сут	33,92	1,01	34,4	2,21	75,1	2,95	100,0	3,16	81,1
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,4	16	131,4	5	41,1

Продолжение таблицы Ж.3

Башмак колонный БКМ-324	шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245	шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-168	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5	-	-
Башмак колонный БКМ-114	шт	32	-	-	-	-	-	-	1	32
Центратор ЦЦ-2-245/295	шт	25,4	-	-	23	584,2	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-2-168/216	шт	18,7	-	-	-	-	94	1757,8	-	-
ЦКОДМ-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	-	-
ПХН1.114/168	шт	700	-	-	-	-	-	-	1	700
Головка цементировочная ГЦУ-339	шт	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-		7207,9		10662,0		13404,1		7625,4
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 324х9,5	м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	900	25677	-	-	-	-
Обсадные трубы 168х8	м	19,96	-	-	-	-	1426	28462,96	-	-
Обсадные трубы 168х7,3	м	16,47	-	-	-	-	1560	25693,2	-	-
Обсадные трубы 168х8,9	м	23,67	-	-	-	-	90	2130,3	-	-
Хвостовик	м	14,26	-	-	-	-	-	-	600	8556
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,79	74,88	23,28	624,9	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100	т	29,95	-	-	-	-	2,15	64,4	-	-

Продолжение таблицы Ж.3

Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III Об(4)-100	т	32	-	-	-	-	42,78	1369,0	-	-
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	-	-
Опрессовка 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	10,5	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	14	525,3	3	112,56
Транспортировка вахт, руб		1268								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	2575,9		28628,3		62110,5		8865,5	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	141079,6									
Всего по сметному расчету, руб	142347,6									

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	91 244	18 632 025
3.2	Крепление скважины	142 348	29 067 462
	Итого по главе 3	233 592	47 699 487
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	28 884	5 898 113
	Итого по главе 5	28 884	5 898 113
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	648 722	132 468 935,3
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	162 180	33 117 233,8
	Итого по главе 7	162 180	33 117 233,8

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	48 654	9 935 170,2
	Итого по главе 8	48 654	9 935 170,2
	ИТОГО по главам 1-8	859 556	175 521 339,3
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 кернa	-	3 150 000
9.6	Транспортировка кернa в п. Кaргасок	-	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	1 252 471	209 978 862,3
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	2 038,4	423 979
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	62 725,5	10 520 142,1
	Итого по главе 11	62 725,5	10 520 142,1
	ИТОГО	1 317 234,9	220 922 983,3
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	220 922 983,3	
	НДС (18%)	39 766 137	
	ВСЕГО с учетом НДС	260 689 120,3	

Приложение И

(обязательное)

Обоснование раздела «Социальная ответственность»

Проведем расчет контура заземления для обеспечения безопасности работ на объекте согласно методическим указаниям к выполнению работы по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» для студентов [18]. На буровой заземляются все корпуса электромеханизмов, система заземления представляет собой контур шнуровых заземлений. Сопротивление контура заземляющего устройства не должно превышать 4 Ом согласно ПУЭ [16]. При расчете воспользуемся схемой для расчета контура заземления, представленной на рис. Ж.1.

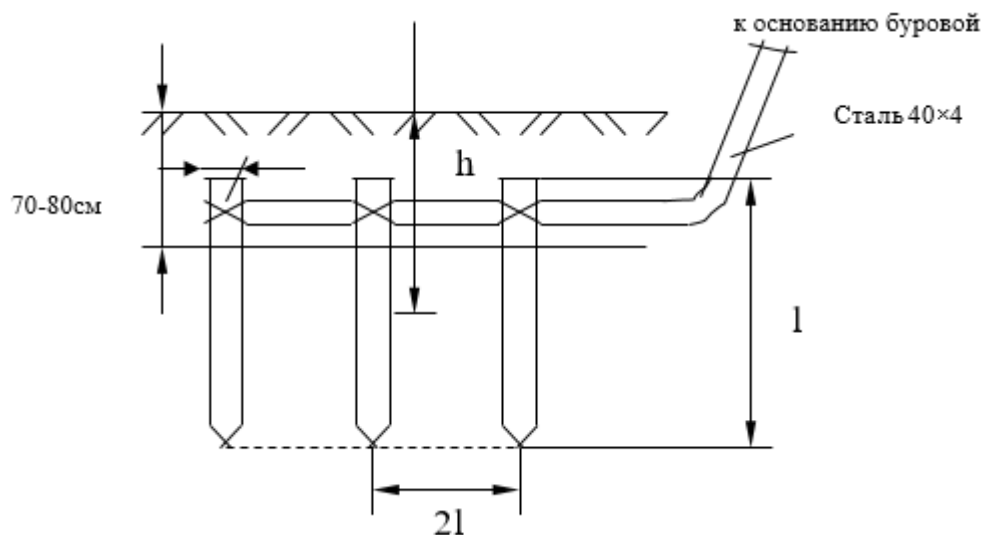


Рис. 5.1 - Схема для расчета контура заземления

Рассчитывается сопротивление одного электрода по формуле (5.1):

$$R_T = 0,366 \frac{\rho}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4h+l}{4h-l} \right), \quad (5.1)$$

где ρ – удельное электрическое сопротивление грунта, $\rho = 60$ Ом·м;

l – длина электрода, $l = 2,5$ м;

d – диаметр электрода, $d = 0,05$ м;

h – расстояние от середины электрода до поверхности земли, $h = 2$ м;

$$R_T = 0,366 \frac{60}{2,5} \left(\lg \frac{2 \cdot 2,5}{0,05} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2 + 2,5}{4 \cdot 2 - 2,5} \right) = 18,8 \text{ Ом.}$$

Определяется необходимое число электродов, которое необходимо забить в грунт по формуле (5.2):

$$n = (R_T \cdot \eta_c) / (R_d \cdot \eta_{ЭТ}), \quad (5.2)$$

где $\eta_{ЭТ}$ – коэффициент экранировки труб (электродов), ($0,2 < \eta_{ЭТ} < 0,9$);

η_c – коэффициент сезонности, учитывает неравномерность стекания тока $\eta_c = 2$.

$$n = \frac{18,8 \cdot 2}{4 \cdot 0,55} = 17,$$

Принимается 17 электродов.

Определяется сопротивление соединительной полосы по формулам (5.3):

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{\rho}{l_n} \cdot \lg \frac{2 \cdot l_n^2}{d_n \cdot h_n} \cdot \eta_c, \quad (5.3)$$

$$l_n = (n - 1) \cdot 2l \cdot 1,05 \quad (5.4)$$

где l_n – длина соединительной полосы, м;

h_n – ширина соединительной полосы, м;

$$l_n = (17 - 1) \cdot 2 \cdot 2,5 \cdot 1,05 = 84 \text{ м}$$

$$R_n = 0,366 \cdot \frac{60}{84} \cdot \lg \frac{2 \cdot 84^2}{2,5 \cdot 0,04} \cdot 2 = 2,69 \text{ Ом}$$

Находится общее заземление контура по формуле:

$$R_K = \frac{1}{\frac{\eta_{ЭТ}}{R_T} \cdot n + \frac{\eta_{ЭП}}{R_n}} \leq 4 \text{ Ом}, \quad (5.5)$$

где $\eta_{ЭП}$ – коэффициент экранировки полосы, $\eta_{ЭП} = 0,15$.

$$R_K = \frac{1}{\frac{0,55}{18,8} \cdot 17 + \frac{0,15}{2,69}} = 1,81 \text{ Ом}.$$

Расчётное сопротивление контура соответствует требованиям ПУЭ.

Таблица И.1 – 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
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

Продолжение таблицы И.1

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
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	