

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



Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины (пласты Девонской системы) на нефтяном месторождении (Самарская область, Красноармейский район)»

УДК 550.822.7:622.243.22:553.982(470.43)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Ли Сюэдун		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатовна	-		

Томск – 2018 г.

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»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 И.о. руководителя отделения
 _____ Меркулов В.П.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б4В	Ли Сюэдун -

Тема работы:

«Технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины (пласты Девонской системы) на нефтяном месторождении (Самарская область, Красноармейский район)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2018 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Геологические условия бурения 2. Глубина по вертикали: по расчету 3. Интервал отбора керна: пласты Девонской системы 4. Объект испытания в процессе бурения: пласты Девонской системы 5. Данные по профилю: вертикальный тип профиля 6. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 7. Диаметр эксплуатационной колонны: 146 мм 8. Способ цементирования: по расчету 9. Способ перфорации: кумулятивный 10. Минимальный уровень жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения 11. Способ вызова притока: струйными насосами
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 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 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

	<p>2.2. Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</p> <p>2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов</p> <p>2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей</p> <p>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины</p> <p>2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси</p> <p>2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5. Выбор буровой установки</p> <p>3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ</p>
Перечень графического материала	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд)</p> <p>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна, к.э.н., доцент каф. экономики природных ресурсов
Социальная ответственность	Алексеев Николай Архипович, ст. преп-ль каф. экологии и безопасности жизнедеятельности

Дата выдачи задания на выполнение выпускной	8 февраля 2018 года
--	---------------------

квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Ли Сюэдун		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Ли Сюэдун

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
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 Н 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. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Ли Сюэдун		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б4В	Ли Сюэдун

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения

Объект исследования – технические решения при строительстве вертикальной скважины (пласты Девонской системы) на нефтяном месторождении Самарской области, Красноармейский район. Объект расположен на открытом воздухе.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность
1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной скважины в следующей последовательности:

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной скважины в следующей последовательности:

1. Производственная безопасность
1.1 Проанализировать возможные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:
-неудовлетворительные метеоусловия рабочей зоны;
-повышенные уровни шума и вибрации;
-недостаточное освещение рабочей зоны;
-повышенные запыленность и загазованность;
-необходимые средства защиты от вредных факторов.
1.2 Проанализировать возможные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:
-движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;
-поражение электрическим током;
-возникновение пожаров;
-необходимые средства защиты от опасных факторов.

2. Экологическая безопасность
2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;

2. Экологическая безопасность:
2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:
-на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);
-на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов,

2.2. Разработка решений по обеспечению экологической безопасности.	поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); 2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 3.1. Анализ возможных и часто встречающихся ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 3.2. Анализ превентивных мер в целях предупреждения ЧС и разработка мер по ликвидации ее последствий.	3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 3.1. Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: – техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); – природного характера (лесные пожары); 3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.1. Правовые нормы трудового законодательства; 4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); 4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев М.В.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4В	Ли Сюздун		

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



Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года
 Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2018 года
--	------------------

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

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем Владимирович	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Аннотация

Выпускная квалификационная работа содержит 138с., 19 рис., 38табл., 56 литературных источников, 8 прил.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение, горизонтальная, пилотный ствол, отбор керна.

Объектом исследования является нефтяное месторождение Красноармейского района.

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания на нефтяном месторождении Самарской области, Красноармейского района.

В работе представлен технологический проект на строительство эксплуатационной вертикальной скважины и пилотным стволом глубиной 2760 метров на нефтяном месторождении Самарской области, Красноармейский район.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: разработаны технологические решения по строительству вертикальной.

Степень внедрения: _____

Область применения: _____

Экономическая эффективность/значимость работы _____

В будущем планируется _____

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

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

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ЗУМППФ– зона успокоения механических примесей пластовых флюидов
- ВЗД – винтовой забойный двигатель
- ГРП – гидроразрыв пласта;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- КБТ – компоновка бурильных труб;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- БКП – башмак колонный с пластиковым окончанием;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ2 – центратор цементируемый с П-образной выштамповкой в средней части рессор;
- ЦПН – центратор пружинный неразборный;
- ГЦУ – головка цементирующая универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

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

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование

производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4./2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше; ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

Оглавление

Введение.....	14
1. Общая и геологическая часть.....	15
1.1 Геологические условия бурения.....	15
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	15
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2. Технологическая часть.....	16
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	16
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	20
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	21
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	24
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	24
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	26
2.3 Углубление скважины	28
2.3.1 Выбор способа бурения	28
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	29
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	30
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	31
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	32
2.3.6 Выбор компоновки и расчет буровой колонны	35
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	39
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	38
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	40
3. Выбор буровой установки	55
4. Специальная часть по теме " цементировочные комплексы для крепления скважин ".....	58
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	66
6. 4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины.....	66
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	73
5.1. Производственная безопасность	73
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	78
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	83
5.3.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	83
5.3.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС	84
5.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	84
Заключение	86
Список используемых источников	87
Приложение А	93
Приложение Б	109
Приложение В.....	113
Приложение Г– Нормативная карта	118
Приложение Д.....	120
Приложение Е. Сводный сметный расчет.....	126

Приложение Ж.....	128
Приложение З.....	130

Введение

Нефть является невозобновляемым ресурсом и одной из проблем является ее нехватка. Нефть - это «кровь» современной экономики, является одним из важнейших источников энергии. Нефть тесно связана с транспортом, производством лекарства, одежды, определяет долю в валовом внутреннем продукте. От нее зависит развитие страны или региона, влияет на стабильность национальной экономики и определяет политическую и экономическую стабильность страны. Из этого мы можем видеть, насколько важна нефть для всего человечества.

Бурение является основным инструментом разведки и разработки нефти и газа. Стоимость строительства скважины составляет около 30-50% от общего объема инвестиций в процессе добычи нефти и газа. Проектирование конструкции скважины, выбор бурового инструмента и гидравлической программы являются важнейшим технологическим этапом перед бурением. Они определяют эффективность и успех строительства скважины, экономическую эффективность разведки и разработки месторождений нефти и степень развития нефтяной промышленности в целом.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной вертикальной скважины глубиной 2760 метров на нефтяном месторождении (Самарская область, красноармейский район). Исходными данными для проектирования являются материалы рабочего проекта, специальная литература. Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и

технологических аспектов в процессе строительства скважины. В специальной части дипломного проекта рассматривается вопрос: цементировочный комплекс.

1. Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Геологические условия бурения представлены в приложении А.

Краткая характеристика геологических условий бурения.

Интервал 0-2850 м в большей части сложен глинами, переслаивающимися с алевролитами, аргиллитами и песчаниками. В разрезе представлены мягкие и средние по твердости породы, что определяет выбор породоразрушающего инструмента с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют, что избавляет от необходимости спуска дополнительной обсадной колонны.

Интервал 0-895 м обладает достаточно высоким коэффициентом кавернозности, что будет влиять на объем требуемого цементного раствора.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в приложении Б.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов

Разрез представлен 8 водоносными и 8 нефтеносными пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 2580-2730 м

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении В.

Краткая характеристика возможных осложнений

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

В интервалах 0-95 и 1330-1960 м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется бурение с высокой механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора химреагентами.

Интервалы 0-95 и 1330-1960 м характеризуются также наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость ограничения по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут.

2. Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Скважина данного случая в соответствии с опытом уже пробуренных скважин на данном месторождении является вертикальным, В таблице 1 представлены данные по профилю скважины. На рисунке 1 представлен профиль скважины.

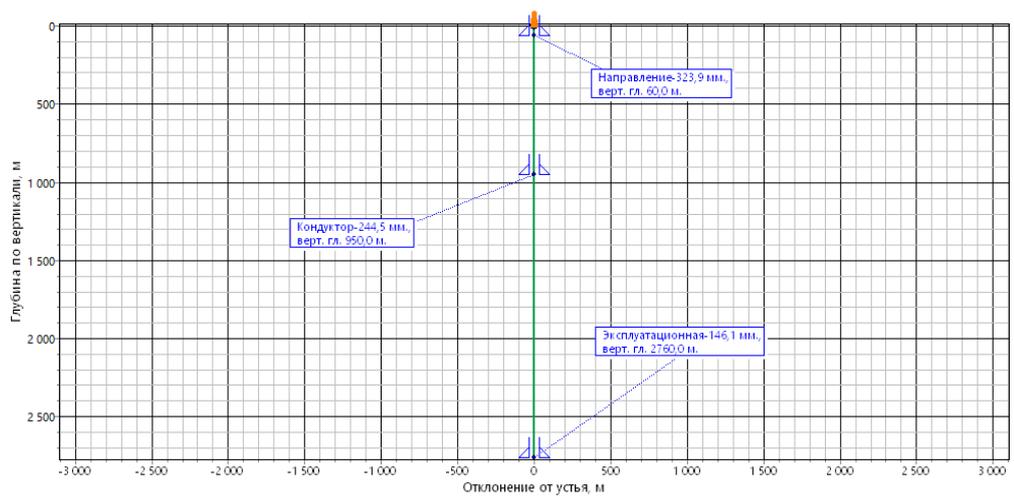


Рисунок 1 – Профиль скважины

Таблица 1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	Вертикальный профиль										
Исходные данные для расчета											
Глубина скважины по вертикали, м	2760		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/м							0	
Глубина вертикального участка скважины, м	2760		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град							0	
Отход скважины, м	0		Интенсивность искривления на участке падения зенитного угла, град/м							-	
Длина интервала бурения по пласту, м	740		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла зенитного угла, град/м							0	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от кровли пласта в поперечном направлении, м	-		Зенитный угол в конце участка набора угла, град							0	
Предельное отклонение оси горизонтального участка от подошвы пласта в поперечном направлении, м	-		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град							0	
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	0		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град							0	
№ Интервала	Длина по вертикали			Отход			Зенитный угол		Длина по стволу		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0	2760	2760	0	0	0	0	0	0	2760	2760

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно табл. 2 «нефтеносность» скважины, коллектор является поровым.

Таблица 2 –нефтеносность скважины

Индекс	Интервал, м		Тип коллектора
	от	до	
D_3^{br}	2580	2610	Терригенный-поровой
D_3^{tm}	2685	2695	
D_3^{ps}	2700	2710	Терригенный-поровой
$D_3^{ps_s}$	2720	2730	

□ Продуктивный пласт литологически неоднородный (состоит из двух типов горных пород –известняков и доломитов. Коллектор является однородным, так как границы изменения проницаемости пород в пропластках условно ($k=0,095$ и $k=0,195$ мкм²) выходят за пределы одного из шести классов.($k>1$ мкм² и $k=0,05-0,1$ мкм²) Коллектор является малопроницаемым, так как пористая проницаемость $k_p < 0,1$ мкм² .($k=0,095$ мкм²) □ Продуктивный пласт является однородным по типу флюида, так как не существует близко расположенных к продуктивному пласту напорных горизонтов, подошвенных вод или газовой шапки. Ближайший водоносный горизонт D_3^{br} располагается на 54 м выше D_3^{ps} что больше предельных 5 м от последнего.

При совместной или совместно-раздельной эксплуатации необходимо изолировать продуктивные горизонты друг от друга, поэтому они должны быть перекрыты сплошной или потайной колонной с обязательным их цементированием. Совместная или совместно-раздельная эксплуатации, т.к. четыре пласта. Необходимо использовать забой закрытого типа. Конструкция забоя представлена на рисунке 2.

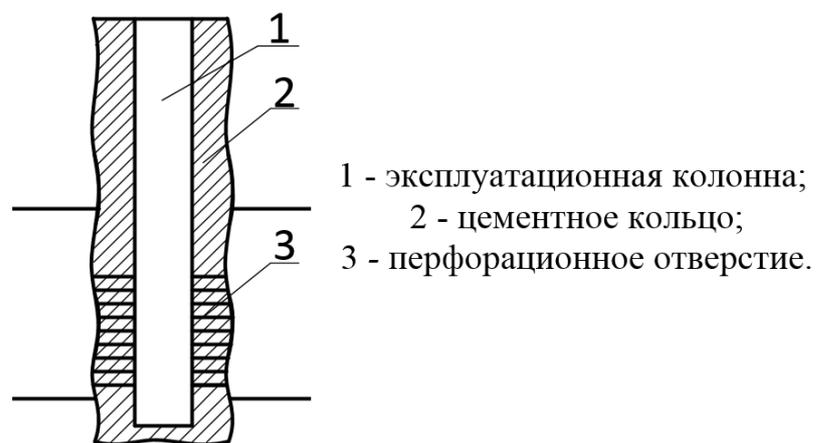


Рисунок 2 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Поэтому проектируется двухколонная конструкция скважины.

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

$$H_K \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot H \cdot \gamma_\phi}{gradP_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_\phi}, \quad (2.2.3.1)$$

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

H – глубина скважины, м;

γ_ϕ – плотность пластового флюида, г/см³;

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

В данном месторождении в разрезе скважины 8 продуктивных пластов глубина кондуктора рассчитывается с учетом каждого. Исходя из полученных значений выбирается наибольшее значение. Также следует помнить, что при расчете глубины спуска кондуктора необходимо предусматривать требуемый коэффициент запаса по давлению, равный 1,08 – 1,1.

$$n = \frac{P_{гр} \cdot 10^{-5} \cdot L_{конд.мин} - \gamma_n \cdot 9,81 \cdot L_{конд.мин}}{P_{пл} \cdot 10^{-5} - \gamma_n \cdot 9,81 \cdot L_{кр}} \quad (2.2)$$

где $L_{кр}$ – глубина кровли продуктивного пласта, м;

$\Gamma_{пл}$ - градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см²/м или атм/м;

$\Gamma_{гр}$ - Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине кондуктора, кгс/см²/м или атм/м;

γ_n - Плотность нефти, кг/м³;

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

$L_{конд.мин}$ - Минимальная глубина спуска кондуктора, м (выбирается путем подбора значений таким образом, чтобы требуемый запас составлял 1,08-1,1).

Исходные данные и расчет кондуктора представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет кондуктора скважины

Имя пласта	C_2^b	C_1^{bb}	C_1^{bb}	C_1^t	D_3^{br}	D_3^{tm}	D_3^{ps}	D_3^{ps}
Лкр	1440	1910	1925	1960	2580	2685	2700	2720
Гпл	0,1081	0,1091	0,1091	0,1091	0,112	0,111	0,112	0,112
Ггрп	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195	0,195
плотность нефти	746	801	801	778	706	750	803	803
Расчетные значения								
Пластовое давление	155,7	208,5	210,1	213,9	289,5	298,5	302,9	305,2
Лкондmin	450	540	545	585	950	900	840	850
Принимаемая глубина	690							
запас	1,09	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08

с учетом перекрытия верхних неустойчивых и глинистых отложений, особенно вызывающих риск поглощения бурового раствора, и перекрытия каменной соли (до 760 м), текучесть которой может оказаться причиной прихвата бурильного инструмента принимаем глубину спуска кондуктора 950 м.

Спуск эксплуатационной колонны – помимо подошвы последнего продуктивного горизонта, учитывается расстояние под ЗУМППФ, составляющий 1% от глубины. Т.е. подошва нефтеносного горизонта D_{3ps} – 2730 м, но с интервалом под ЗУМППФ глубина спуска составит – $2730+30=2760$ м.

Данные о глубинах спуска обсадных колонн приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Глубины спуска обсадных колонн

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	60	60
Кондуктор	950	950

Эксплуатационная колонна	2760	2760
--------------------------	------	------

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

Направление, кондуктор цементируются на всю длину.

Эксплуатационная колонна для нефтяных скважин цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м.

В случае цементирования хвостовика высота подъема тампонажного раствора ограничивается высотой расположения подвешного устройства (100 м выше башмака ЭК).

Интервалы цементирования представлены в таблице 5.

Таблица 5– Интервалы цементирования

Название колонны	Интервал цементирования, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	0-60	0-60
Кондуктор	0-950	0-950
Эксплуатационная колонна	800-2760	800-2760

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн осуществляется снизу вверх. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Диаметр предыдущей обсадной колонны выбирается из условия проходимости долота для бурения под рассчитанную колонну внутри него с

рекомендуемыми зазорами. Диапазон варьирования внутреннего диаметра предыдущей обсадной колонны $D_{пр. вн}$ определяется по формуле:

$$D_{пр. вн} = D_{расч.к. д} + (10 \div 14) \quad (2.3)$$

где $D_{расч. к. д}$ – диаметр долота под рассчитанную колонну, мм;

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри предыдущей колонны.

Согласно ГОСТ 632-80 наружный диаметр эксплуатационной колонны – 166 мм, соединительной муфты – 166 мм. С учетом минимальной разницы диаметров ствола и муфты (20 мм), расчетный диаметр долота составит $166+20=186$ мм. Согласно типоразмерам долот диаметр долота – 215,9 мм.

Внутренний диаметр кондуктора равен $215,9+10=225,9$ мм. Согласно ГОСТ 632-80 наружный диаметр кондуктора – 244,5 мм, соединительной муфты – 269,9 мм. С учетом минимальной разницы диаметров ствола и муфты (25 мм), расчетный диаметр долота составит $269,9+25=294,9$ мм. Согласно типоразмерам долот диаметр долота - 295,3 мм.

Внутренний диаметр направления равен $295,3 +10=305,3$ мм. Согласно ГОСТ 632-80 наружный диаметр направления – 323,9 мм, соединительной муфты – 351,0 мм. С учетом минимальной разницы диаметров ствола и муфты (40 мм), расчетный диаметр долота составит $351,0+40=391,0$ мм. Согласно типоразмерам долот диаметр долота - 393,7 мм. На рисунке 4 отображена проектная конструкция скважины.

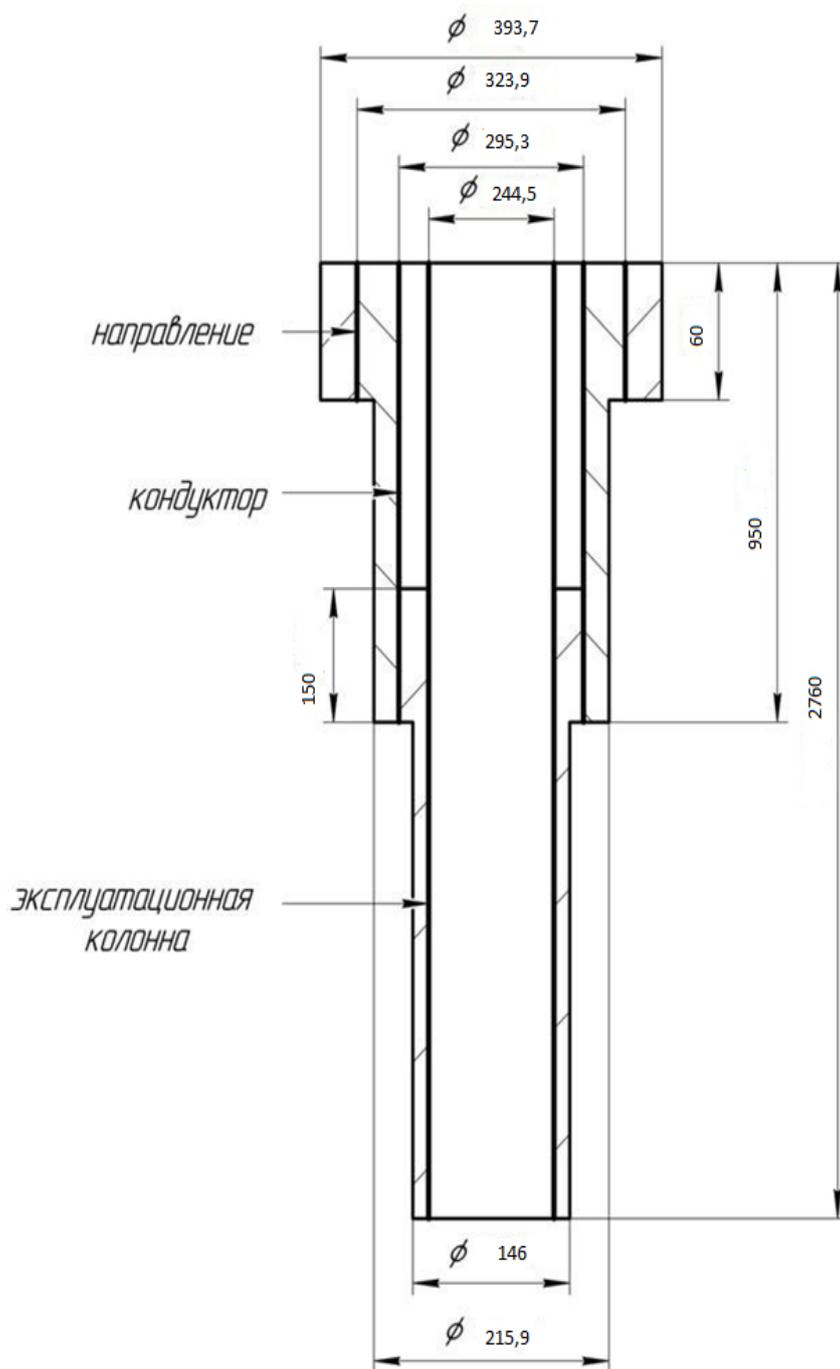


Рисунок 4 – Проектная конструкция скважин

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Противовыбросовое оборудование устья скважины выбирается исходя из следующего условия:

$$P_{прв} > (P_{му})_{\max} \quad (2.4)$$

где $P_{прв}$ – рабочее давление преевенторов, МПа;

$(P_{му})_{\max}$ – максимально ожидаемое давление на устье скважины при газонефтеводопроявлении, МПа.

Для нефтяной скважины максимальное устьевое давление:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (2.5)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;
 ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м³;
 g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;
 $H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Для пласта D_3^{br} : $P_{му1} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 27,4 - 706 \cdot 9,81 \cdot 2580 \cdot 10^{-6} = 9,53$ МПа;

Для пласта D_3^{tm} : $P_{му2} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 27,4 - 750 \cdot 9,81 \cdot 2685 \cdot 10^{-6} = 7,64$ МПа

Для пласта D_3^{ps} : $P_{му3} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 27,4 - 803 \cdot 9,81 \cdot 2700 \cdot 10^{-6} = 6,13$ МПа

Для пласта D_3^{ps} : $P_{му4} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 27,4 - 803 \cdot 9,81 \cdot 2720 \cdot 10^{-6} = 5,97$ МПа

По таблице 1.3.1. «нефтеносность скважины» давление насыщенного попутного газа $P_{нас} = 13,89, 9,87, 8,53$ и $8,53$ МПа, тогда: $P_{му} < P_{нас}$, следовательно $P_{му}$ рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{му} = \frac{P_{нас}}{e^s}, \quad (2.2.6.2)$$

где e – основание натурального логарифма;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot h, \quad (2.2.6.3)$$

где $\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху (По таблице 1.3.1. «нефтеносность скважины»);

h – высота столба газа при закрытом устье, которая находится по формуле:

$$h = \frac{P_{нас} + \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} - P_{пл}}{\rho_n \cdot g}, \quad (2.2.6.4)$$

Для пласта D_3^{br}

$$h = \frac{P_{нас} + \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} - P_{пл}}{\rho_n \cdot g} = \frac{13,89 \cdot 10^6 + 706 \cdot 9,81 \cdot 2580 - 27,4 \cdot 10^6}{706 \cdot 9,81} = 629,33 \text{ м};$$

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot h = 10^{-4} \cdot 1,023 \cdot 629,33 = 0,06$$

$$P_{му} = \frac{P_{нас}}{e^s} = \frac{13,89}{e^{0,06}} = 13,02 \text{ МПа.}$$

Для пласта D_3^{tm}

$$h = \frac{P_{нас} + \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} - P_{пл}}{\rho_n \cdot g} = \frac{9,87 \cdot 10^6 + 750 \cdot 9,81 \cdot 2685 - 27,4 \cdot 10^6}{750 \cdot 9,81} = 302,39 \text{ м};$$

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot h = 10^{-4} \cdot 0,891 \cdot 302,39 = 0,026$$

$$P_{му} = \frac{P_{нас}}{e^s} = \frac{9,87}{e^{0,026}} = 9,6 \text{ МПа.}$$

Для пласта D_3^{ps}

$$h = \frac{P_{нас} + \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} - P_{пл}}{\rho_n \cdot g} = \frac{8,53 \cdot 10^6 + 803 \cdot 9,81 \cdot 2700 - 27,4 \cdot 10^6}{750 \cdot 9,81} = 304,54 \text{ м};$$

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot h = 10^{-4} \cdot 0,891 \cdot 304,54 = 0,027$$

$$P_{му} = \frac{P_{нас}}{e^s} = \frac{8,53}{e^{0,027}} = 8,3 \text{ МПа.}$$

Для пласта D_3^{ps}

$$h = \frac{P_{нас} + \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} - P_{пл}}{\rho_n \cdot g} = \frac{8,53 \cdot 10^6 + 803 \cdot 9,81 \cdot 2720 - 27,4 \cdot 10^6}{750 \cdot 9,81} = 304,54 \text{ м};$$

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot h = 10^{-4} \cdot 0,789 \cdot 304,54 = 0,024$$

$$P_{му} = \frac{P_{нас}}{e^s} = \frac{8,53}{e^{0,024}} = 8,32 \text{ МПа.}$$

В соответствии с вышенаписанного и параметрам растворенного газа (по таблице 1.3.1 «нефтеносность скважины») выбираем колонную головку ОКО-21-146x245, которая предназначена для обвязки труб с условными диаметрами 146мм (ЭК.) и 245 (кондуктор). В качестве превенторной установки выбирается 5 схема, рассчитанная на рабочее давление 21МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 350 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм: ОП5- 350/80x21, ГОСТ 13862-90.

Примем 5-ую схему, являющуюся основной при бурении скважин на территории Западной Сибири для вскрытия нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением. Применяемое противовыбросовое оборудование ОП5-280/80x21, ГОСТ 13862-90, с рабочим давлением 21 МПа с условным диаметром прохода превенторного блока 280 мм и манифольдом с условным диаметром прохода 80 мм.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины. Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-60	Направление	Роторный
60-950	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
950-2760	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Долото под направление выбиралось исходя из предполагаемых мягких твердости и абразивности (5) горных пород и выбранного рекомендуемого диаметра долота (393,7) на участке направления. Согласно вышеперечисленным условиям и наличия долот, рекомендуемым является трехшарошечное долото Ш 393,7 М-ЦГВУ R 370 с гидромониторной промывкой.

При бурении под кондуктор в интервале 60-950 метров геологический разрез сложен песчаниками, глинами, алевролитами, доломитами и известняками. Категория прочности этих пород по промысловой классификации – М,МС. Согласно вышеперечисленным условиям и наличия долот, рекомендуемым является трехшарошечное долото Ш 295,3С-ГВ R 166 с боковой гидромониторной промывкой.

Долото под эксплуатационную колонну выбиралось исходя из предполагаемых средних твердости и абразивности горных пород и выбранного рекомендуемого диаметра долота. Согласно вышеперечисленным условиям и наличия долот, рекомендуемым является долото БИТ 215,9 ВТ 613

В таблице 7 представлена характеристика выбранного породоразрушающего инструмента.

Таблица 7 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал		0-60	60-950	950-2760
Шифр долота		Ш393,7М- ЦГВУ R 370	Ш295,3С-ГВ R 166	БИТ 215,9 ВТ 613
Тип долота		Шарошечное долото	Шарошечное долото	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	С	С
Присоедините льная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	15 1/2	11 5/8	4 1/2
Длина, м		0,53	0,42	0,37
Масса, кг		187	87,5	58

Продолжение таблицы 7

G, кН	Рекомендуемая	470	400	20-100
	Предельная	470	400	100
n, об/мин	Рекомендуемая	60-400	60-400	80-220
	Предельная	400	400	220

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 162 кН, потому что когда используются аналитический и статистический методы расчета осевой нагрузки. После расчетов большее $G_1 = 162$ из полученных значений сравнивается с допустимой нагрузкой $G_3 = 376$ по паспорту долота. расчетная нагрузка $G_1 = 162$ меньше паспортного значения $G_3 = 376$, поэтому принимается расчетная нагрузка $G_1 = 162$.

Под кондуктор проектируется осевая нагрузка равная 216 кН, Для эксплуатационной колонны после расчетов большее $G_1 = 321$ из полученных значений сравнивается с допустимой нагрузкой (G_3) по паспорту долота, потому что расчетная нагрузка $G_1 = 321$ больше паспортного значения $G_3 = 78$, поэтому принимается паспортное значение $G_3 = 78$.

Полученные данные, осевых нагрузок по интервалам бурения представлены в табл.8.

Таблица 8 –Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-950	950-2760
Исходные данные			
α	1	1	1
$R_{ш}, \text{кг/см}^2$	5500	9768	10549
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,6	1
$G_{пред}, \text{кН}$	470	300	88,96
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	162	216	321

G_2 , кН	79	177	216
G_3 , кН	376	320	78
$G_{\text{проект}}$, кН	162	216	78

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

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

В интервале бурения под направление (0-60м) запроектировано значение частоты вращения 145 об/мин, потому что для шарошечных долот из рассчитанных значений n_1 , n_2 , n_3 первое является оптимальным $n_1 = 145$ об/мин, а принятое не должно быть больше меньшего из значений n_2 и n_3 ($n_1 = 145 < n_3 = 657$).

В интервале бурения под кондуктор (60-950 м) запроектировано значение частоты вращения 162 об/мин, потому что для шарошечных долот из рассчитанных значений n_1 , n_2 , n_3 первое является оптимальным $n_1 = 162$ об/мин, а принятое не должно быть больше меньшего из значений n_2 и n_3 ($n_1 = 162 < n_3 = 531$).

В интервале бурения под кондуктор (950-2760 м) запроектировано значение частоты вращения 159 об/мин.

В таблице 9 представлено проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения.

Таблица 9 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-950	950-2760
Исходные данные				
$V_{\text{л}}$, м/с		3	2,5	1,8
$D_{\text{д}}$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9

τ , мс	6	5	5
z	24	24	22

Продолжение таблицы

α	0,8	0,6	0,6
Результаты проектирования			
n_1 , об/мин	145	162	159
n_2 , об/мин	271	325	-
n_3 , об/мин	657	531	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин	145	162	159

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9) D_{д} ,$$

где $D_{зд}$ - диаметр забойного двигателя, мм;

$D_{д}$ - диаметр долота, мм.

Диаметр забойного двигателя для кондуктора:

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9) D_{д} = 0,8 * 295,3 = 236 \text{ мм}$$

Выбираемый турбобур должен развивать мощность, которая будет тратиться на работу долота под действием осевой нагрузки и на преодоление трения в опорах. Требуемый крутящий момент определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{уд} \cdot G_{ос} , \quad (16)$$

где M_p – момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м;

M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м;

$M_{уд}$ – удельный момент долота, Н*м/кН;

$G_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

$$M_p = M_o + M_{y\partial} \cdot G_{oc} = 148 + 36,9 \cdot 216 = 8118,4 \text{ Н*м}$$

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_\partial , \quad (17)$$

где D_∂ – диаметр долота, м.

$$M_o = 500 \cdot D_\partial = 500 \cdot 0,2953 = 148 \text{ Н*м}$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_\partial , \quad (18)$$

где Q – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1-2 (принимается 1,5), Н*м/кН;

D_∂ – диаметр долота, см.

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_\partial = 1,5 + 1,2 \cdot 29,53 = 36,9 \text{ Н*м/кН}$$

Диаметр забойного двигателя для эксплуатационной колонны

$$D_{з\partial} = (0,8 \div 0,9) D_\partial = 0,8 \cdot 215,9 = 172,7 \text{ мм}$$

$$M_p = M_o + M_{y\partial} \cdot G_{oc} = 108 + 27,4 \cdot 78 = 2245 \text{ Н*м}$$

$$M_o = 500 \cdot D_\partial = 500 \cdot 0,2159 = 108 \text{ Н*м}$$

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_\partial = 1,5 + 1,2 \cdot 21,59 = 27,4 \text{ Н*м/кН}$$

Полученные данные забойного двигателя по интервалам бурения представлены в табл.10.

Таблица 10 – Проектирование параметров забойного двигателя по

интервалам бурения		0-60	60-950	950-2760
Интервал				
Исходные данные				
D_∂	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G_{oc} , кН		376	240	71,17
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{з\partial}$, мм		-	236	172
M_p , кН*м		-	8,118	2,245

M_o, H^*m	-	148	108
$M_{уд}, H^*m/кН$	-	36,9	27,4

Бурение интервала под направление 0 – 60 метров производится роторным способом.

Для интервала бурения под кондуктор выбирается гидравлический винтовой забойный двигатель с регулятором угла ВЗД ДРУ-240.7/8.47, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель с регулятором угла ВЗД ДРУ-172.5/6.34, с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

В таблице 11 представлена Техническая характеристика забойных двигателей

Таблица 11 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
-	0-60	-	-	-	-	-	-	-
ДРУ-240.7/8.47	60-950	240мм	9,13	2285	25-35	129-182	20,7	233-326
ДРУ-172.5/6.34	950-2760	172мм	6.63	975	20-30	140-196	5,4	74-104

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Для первой ступени компоновки бурильных труб (КБТ) используются трубы ТБПК, так как они наиболее подходят по следующим причинам:

- Наружная высадка этих труб уменьшает гидравлические сопротивления при циркуляции промывочной жидкости;
- Трубы имеют высокие прочностные характеристики;
- Резьбовые соединения имеют высокую герметичность.

В замках ТБПК с наружным диаметром 0,127 м, толщиной стенки 9,2 мм и группой прочности Д, тип замкового соединения ЗП-162-95-2, в отличие от труб типа В и Н, есть упорные выступы, ограничивающие глубину ввинчивания труб в замковые детали, предотвращающие при завышенных крутящих моментах «докрепление» соединений с большими радиальными деформациями.

При проектировании компоновки бурильной колонны под направление пользуются следующими типоразмерами труб: так как бурение ведется долотом с диаметром 0,3937 м, то принимается наружный диаметр УБТ первой ступени равный 0,229 м, внутренний диаметр 0,09 м; диаметр УБТ второй и третьей ступени, для плавного перехода к колонне бурильных труб, принимается равным 0,178 м и 0,146 м. . Согласно расчетам по формуле, для создания требуемой осевой нагрузки на долото, рекомендуемая длина основной ступени УБТ составляет 32 м. Длины (переходных) второй и третьей ступеней равны 8 м.

В таблице 12 представлено проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроджект».

Таблица 12 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	60	П393,7М-ЦГВУ R 370	178	0,53	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Калибратор 8К393.7МС	450	1,27	
			Переводник П-171/177	99	0,523	
			УБТ– 229х90	8748	32	
			Переводник П-147/171	62,8	0,521	
			УБТС2-178 х80	1248	8	
			Переводник П-121/147	55,9	0,524	
			УБТС2-146 х68	824	8	
			Переводник П-147/121	45	0,516	
			ПК-127х9,19 Е	209,6	24	
Σ				11920,3	59,9	
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
2	60	950	П295,3С-ГВ R 166	87,5	0,42	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
			Калибратор 8К 295,3МС	290	0,873	
			ДРУ-240.7/8.47	2285	9,13	
			Клапан обратный КОБ-203	115	0,777	
			Переливной клапан ПК-195	90	0,587	
			Переводник П-147/171	62,8	0,521	
			УБТС-178 х80	11232	72	
			Переводник П-	55,9	0,524	

			121/147			
			УБТС-146 х68	824	8	

Продолжение таблицы 12

			Переводник П-102/121	30,9	0,496	
			Яс ЯГМ-120	280	4	
			Переводник П-122/121	31	0,457	
			ПК-127х9,19 Е	20729	791	
Σ				36490	890,7	
№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	950	2760	Долото БИТ 215,9 ВТ 613	58	0,255	Бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском хвостовиком
			Калибратор 1КС215.9 СТ	62	0,46	
			Переводник П-177/117	55,8	0,523	
			ДРУ-172.5/6.34	975	6,13	
			Клапан обратный КОБ-172	98	0,927	
			Переливной клапан ПК-172	78	0,617	
			Переводник П-121/147	55,9	0,524	
			УБТС-146х68	2400	24	
			Переводник П-121/102	29,5	0,496	
			Яс ЯГМ-110	220	4,374	
			Переводник П-122/102	28	0,496	
			ПК-127х9,19D	45902,4	1752	
			Переводник П-102/122	30,9	0,42	
			КШ-102	40	0,465	
			Переводник П-122/102	30,9	0,496	
ВБТ-108К	1086	16,46				
Σ				51150	1810	

№ п/п	Интервал по стволу, м	Типоразмер, шифр	Масса	Длина, м	Назначение
-------	-----------------------	------------------	-------	----------	------------

Продолжение таблицы 12

	от	до				
4	2060	2800	Бурголовка БИГ 215,9/100 В 12 12 2 АМ	26	0,234	Бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну, проработка ствола перед спуском хвостовиком
			Керноотборный снаряд МАГ - 2У-195/60	885	0,46	
			Переводник П- 147/133	44	0,524	
			ПК-172	78	0,617	
			Переводник П- 121/147	55,9	0,52	
			УБТС-146х68	2400	24	
			Переводник П- 122/121	31	0,524	
			ПК-127х9,19D	72731	До устья	
Σ			76251	2800		

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Интервал под направление:

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки и средне-верхнем кембрии, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для улучшения раствора смазочных свойств обрабатывается смазка ФК-1.

Интервал под кондуктор:

При бурении под кондуктор проходят сквозь слой неустойчивых глинистых отложений, активных ангидридов и гипса. В связи с этим требуется решать следующие основные проблемы: укрепление стенок скважины, увеличение выносной способности бурового раствора, поглощение бурового раствора, образование каверн в результате растворения солей, т.е. ингибирование этого процесса, а также минимизировать воздействие солей кальция на системы буровых растворов. Данные проблемы решаются с использованием ингибирующих растворов. Данный вид растворов применяется при бурении интервалов, сложенных соляными пластами с пропластками глинистых отложений. Основная цель данного типа

раствора – предупреждение образования каверн в результате растворения солей, т.е. ингибирование этого процесса. При бурении интервала под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и водопроявлений, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты и интервал искривления.

Интервал под эксплуатационную колонну:

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и ГНВП, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты и главная проблема - это сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. При бурении под эксплуатационную колонну лучшим вариантом является использование КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора, который предотвращает набухание глинистых минералов и создает непроницаемую фильтрационную корку.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы. При необходимости дегазации БР в данную схему включается установка дегазации Акрос АКР 270.

На рисунке 5 представлена технологическая схема очистки бурового раствора.

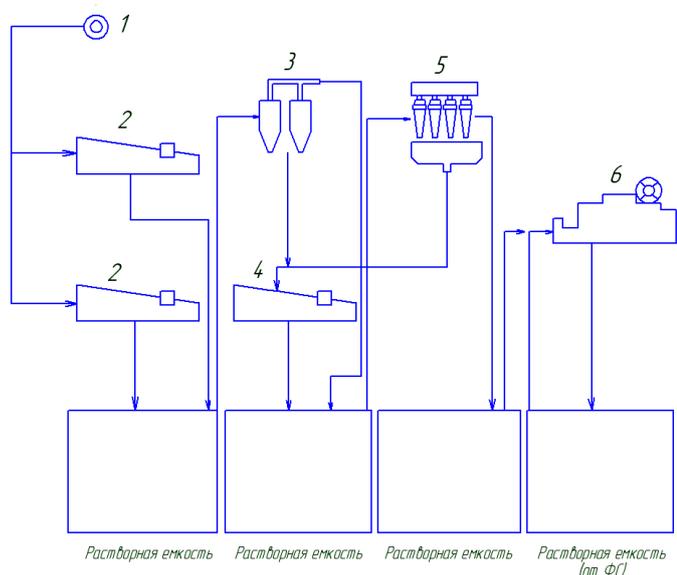


Рисунок 5 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Акрос Falcon 4; 3 – пескоотделитель ПГ-60; 4 – вибросито Акрос Falcon; 5 – илоотделитель ИГ-60; 6 – центрифуга Акрос АКР-363.

В таблице 13 представлены запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения.

В таблице 14 приведен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 13 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	Н, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	К	d, м		
от	до									
0	60	1,1	0,6	60	9,81	1180	1,5	0,003		
60	950	1,1	9,5	950	9,81	1180	1,5	0,003		
950	2760	1,1	27,4	2760	9,81	1180	1,5	0,003		
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	60	1,19	-	-	30-40	-	-	до 2	-	-
60	950	1,17	10-30	20-60	20-35	6-10	8-9	до 1,5	40-80	10-18
950	2760	1,07	10-30	20-60	20-35	6-10	8-9	до 1,5	40-80	10-18

Таблица 14 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	60	бentonитовый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, Смазка ФК-1, Кальцинированная сода, Барит
60	950	ингибирующий раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, Каустическая сода, ПАА, Na ₂ CO ₃ , ПАЦ НВ, Электролит (соль)NaCl, Пеногаситель Пента-465
953	3136	КСЛ/полимерный (биополимерный) раствор Техническая вода Каустическая сода, Ксантановая камедь, КСЛ, Крахмал з, Карбонат кальция 5 мкр, Карбонат кальция 50 мкр , Карбонат кальция 150 мкр, Бактерицид, Пеногаситель, смазка

В таблице 15 приведены результаты расчета системы бурового раствора.

Таблица 15 – Результаты расчета системы бурового раствора под интервал «0-2760»

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	60	60	393,7	-	1,5	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,89
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =7,29
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =0,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 10,95
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =35,39
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перв1} =6,45
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
60	950	890	295,3	305,3	1,49	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =9,79
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =60,45
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =4,45
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =95,21
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =270,12
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перв1} =6,45
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ =234,73
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перв2} =0
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
950	2760	1810	215,9	225,9	1,3	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =12,7
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =62,18
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =9,05
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ =158,68
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =406,3
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перв2} =0
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} =406,3

В таблице 15 представлены результаты расчетов потребного количества реагентов.

Таблица 15 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Расход реагента	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
				Направление		Кондукто р		Экспл. колонна		Итого	
				кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	1 0,2-0,3 2-2,1	25	35	2	7	1	70	3	112	5
Глинопопрошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	55 7-15	25	1946	78	2792	112	-	-	4738	190
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5	25	-	-	112	5	-	-	112	5
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	0,5-0,6	25	-	-	154	6	-	-	154	6
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5 18-22	25	-	-	1396	56	9521	381	10917	437

Продолжение таблицы 15

-	Подавление процессов гидратации и набухания глин	1 4	25	-	-	279	11	1904	46	2183	88
Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств,	3,4 – 3,6	25	-	-	-	-	1666	67	1666	67
KCL	Подавление гидратации и набухания глин	30-50	1000	-	-	-	-	11167	11	11167	11
Крахмал	Регулятор фильтрации	16-18	25	-	-	-	-	8093	324	8093	324
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	10-15	25	-	-	-	-	3350	134	3350	134
Карбонат кальция 50 мкр	Кольматация каналов	20-25	25	-	-	-	-	6142	247	6142	247
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности	10-12	25	-	-	-	-	5237	210	5237	210
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5	25	-	-	-	-	191	8	191	8
Пенегаситель	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5	25	-	-	-	-	191	8	191	8

Продолжение таблицы 15

NaCl	Предотвращение набухания глин, растворения солей	50-200	25	-	-	41877	1675	-	-	41877	1675
------	--	--------	----	---	---	-------	------	---	---	-------	------

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под хвостовик. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроджект».

В таблицах 16-18 представлены результаты гидравлической промывки.

Таблица 16 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,32	0,045	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	1	28,6	112.1	631,3
Под кондуктор									
60	950	БУРЕНИЕ	0,79	0,089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	16	105.7	476,9
Под эксплуатационную колонну									
950	2760	БУРЕНИЕ	0,91	0,09	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	85.9	168,6

Таблица 17 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	220,5	0,9	125	36	72
60	950	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	280	0,9	125	30,6	61,2
950	2760	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	170	245	0,9	100	32,8	32,8

Таблица 18 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	120,1	87,7	0	22,3	0,2	10
60	950	БУРЕНИЕ	203,4	77,9	45,1	68,6	1,8	10
950	2760	БУРЕНИЕ	197,4	51,4	60	52,9	21,3	10

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна является ответственной и весьма трудоемкой операцией, поэтому необходимо произвести выбор и обоснование породоразрушающего инструмента (бурильной головки), керноприемного устройства, спроектировать режим бурения, обеспечивающий максимальный вынос керна.

В таблице 19 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 19– технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Технические средства для отбора керна	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2060-2800	БИТ 215,9/100 В 12 12 2 АМ	6-15	150-400	20-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	774	глубина скважины, м	2760
высота столба буф. жидкости h_1 , м	800	высота столба тампонажного раствора норм. плотности h_2 , м	230
высота цем. стакана $h_{см}$, м	15	дин. уровень скважины $h_д$, м	1840

2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

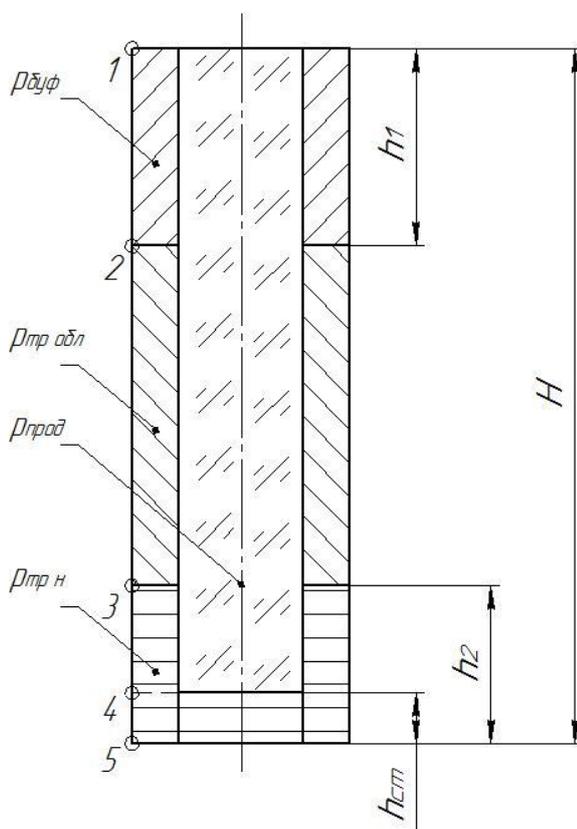


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 21 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 21 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом устьевом давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	800	2530	2740	2760
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,39	7,18	9,04	9,04

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($6,9 \text{ МПа}$) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($17,27 \text{ МПа}$), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации.

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

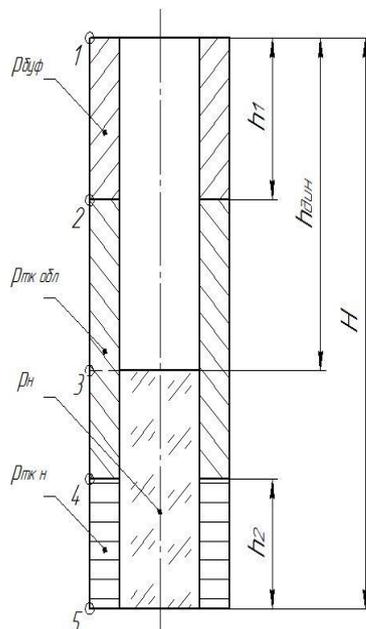


Рисунок 7 Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 22 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 22 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	800	1840	2530	2760
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,24	22,52	26,82	29,37

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 8.

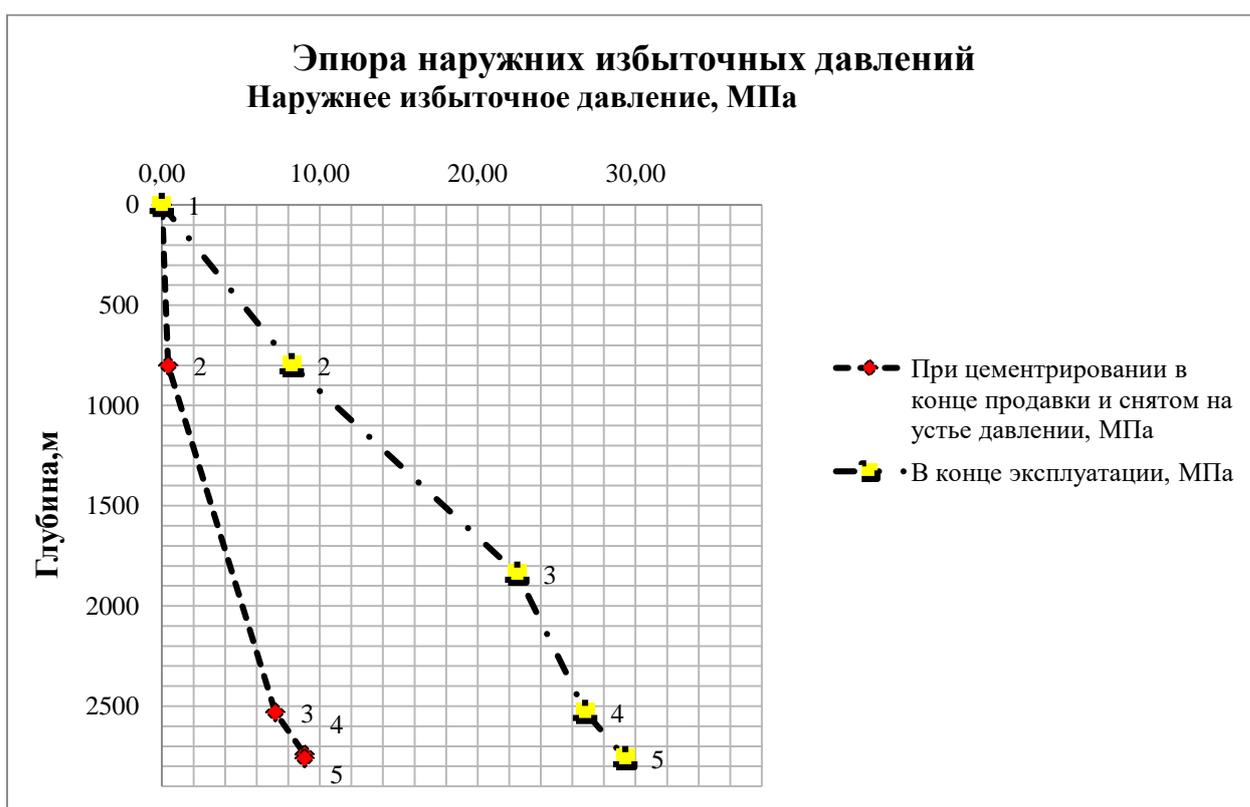


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений

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

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

Известно, что при цементировании максимальные давления в цементировочной головке $P_{цг}$ возникают в конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп-кольцо. Величина этого давления определяется по формуле:

$$P_{цг} = \Delta P_{zc} + P_{zd} + P_{cm}, \quad (3.2.8)$$

где ΔP_{zc} – разность гидростатических давлений, возникающих из-за разности плотностей составного столба жидкости в затрубном пространстве и внутри колонны (равно значению наружных избыточных давлений в конце цементирования при снятом устьевом давлении в 5 точке);

$$\Delta P_{zc} = 9,04 \text{ МПа}$$

P_{zd} – гидродинамическое давление, необходимое для преодоления гидравлических сопротивлений жидкости при движении её внутри колонны и в затрубном пространстве;

Гидродинамическое давление (МПа) ориентировочно может быть найдено по формуле:

$$P_{zd} = 0,002 \cdot L + \Omega, \quad (3.2.9)$$

где L – длина скважины по стволу, м;

Ω – величина, равная 1,6 при длине ствол менее 1500 м и 0,8 – более 1500 м.

$$P_{zd} = 0,002 \cdot 2760 + 0,8 = 6,32 \text{ МПа}$$

P_{cm} – дополнительное давление, возникающее при получении сигнала «Стоп», равное $2,5 \div 3$ МПа.

$$P_{cm} = 3 \text{ МПа}$$

$$P_{цз} = 9,04 + 6,32 + 3 = 18,36 \text{ МПа}$$

В таблице 23 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

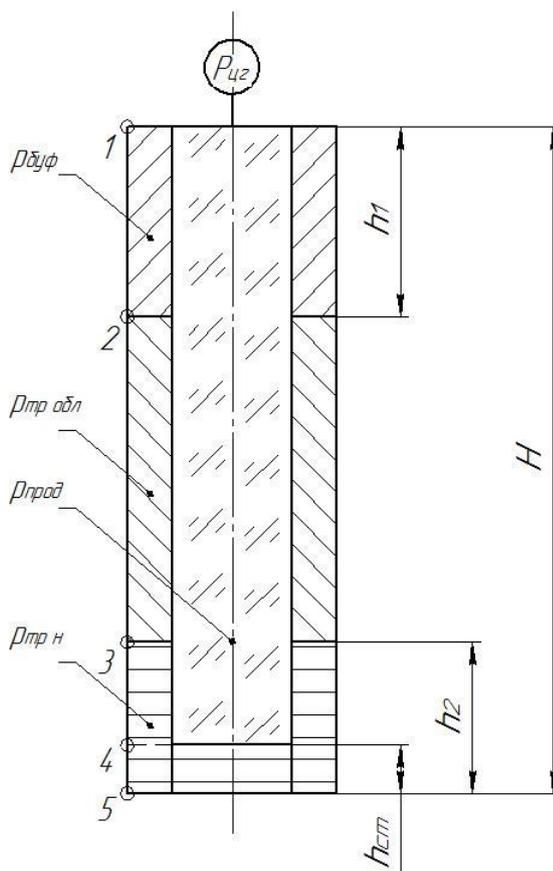


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей в конце продавки
 тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке
 достигает максимального значения

Таблица 23 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой
 точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	800	2530	2740	2760
Внутреннее избыточное давление, МПа	18,36	17,96	11,17	9,32	9,32

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 10 представлена схема расположения жидкостей при
 опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости
 до поверхности).

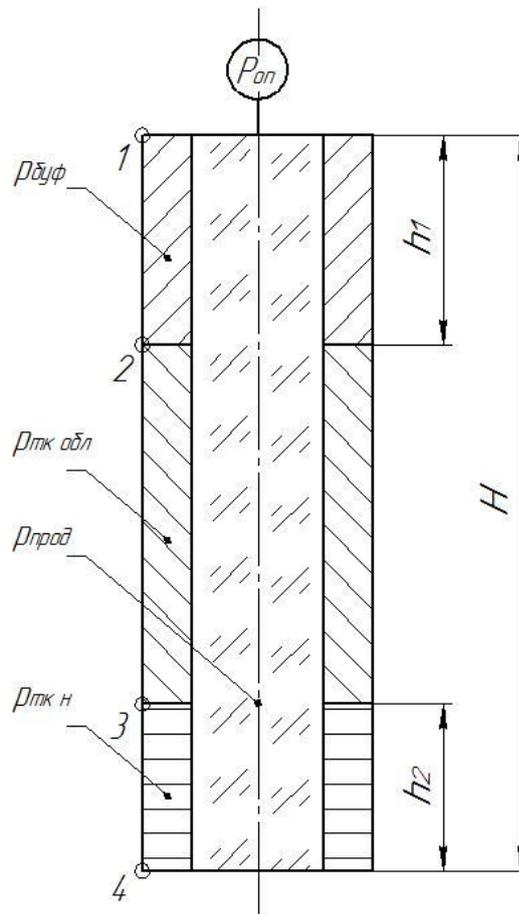


Рисунок 10 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» величина давления опрессовки должна составлять:

$$P_{оп} = 1,1 \cdot P_{му}, \quad (3.2.10)$$

где $P_{му}$ – максимальное ожидаемое давление на устье (см. «Проектирование обвязки обсадных колонн»).

В любом случае давление опрессовки $P_{оп}$ не должно быть ниже минимального $P_{опмин}$:

$$P_{оп} \geq P_{опмин}. \quad (3.2.11)$$

В соответствии с инструкцией по расчёту обсадных колонн минимальное давление опрессовки находится по **табл. 10**.

Если условие (3.2.11) не выполняется, то за давление опрессовки берется его минимальное значение.

$$P_{му} = 13,02 \text{ МПа}.$$

$$P_{on} = 1,1 \cdot 13,02 = 14,32 \text{ МПа}$$

$$P_{опмин} = 12,5 \text{ МПа (по табл.)}$$

В таблице 24 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 24 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4
Глубина расположения точки, м	0	800	2530	2760
Внутреннее избыточное давление, МПа	14,32	13,93	7,14	5,11

Эюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 11.

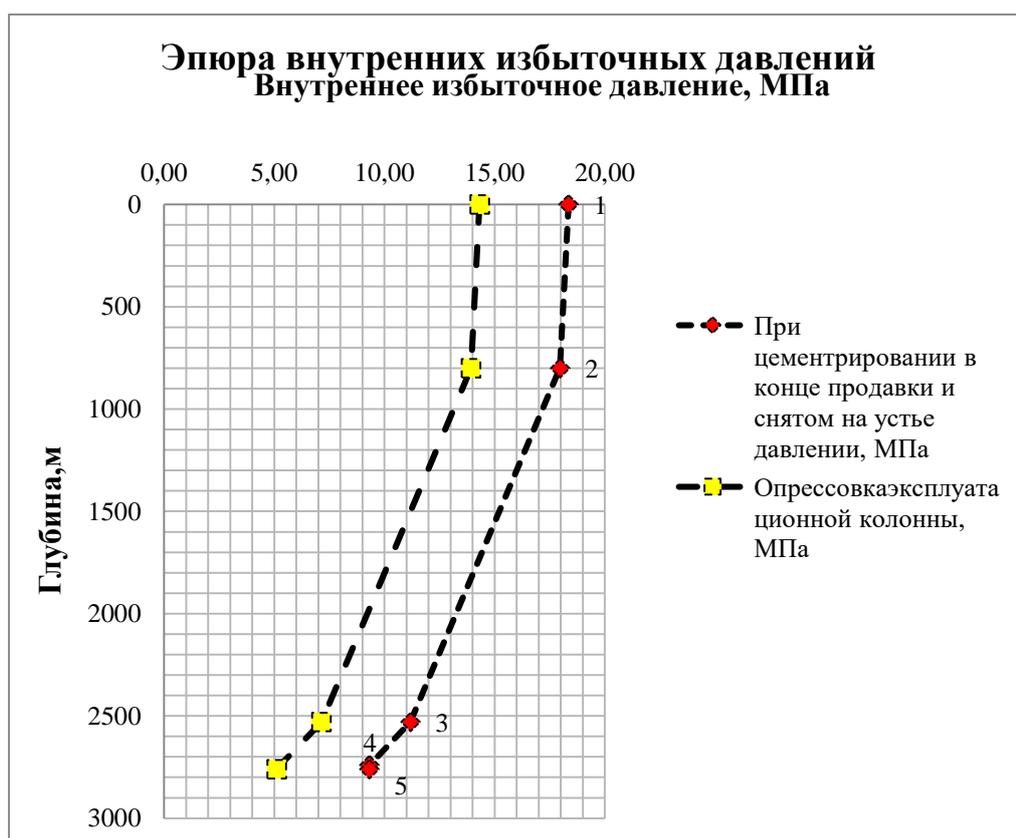


Рисунок 11 – Эюра внутреннего избыточного давления

2.4.4 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кн			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
I	Д	9,5	230	0,321	73,83	73,83	2760-2530
II	Д	8,5	90	0,29	26,1	100	2530-2440
III	Д	7,7	395	0,265	104,7	204,7	2440-2045
IV	Д	7,0	275	0,243	66,8	271,5	2045-1770
V	Д	6,5	1770	0,226	400	671,5	1770-0

2.4.1. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гп},$$

$$36,54 \leq 57,37$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости и определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 26.

Таблица 26 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости,	Наименование компонента	Масса компонента, т

			м ³		
Продавочная жидкость	38,86	1000	38,86	Техническая вода	38,86
Буферная жидкость №1	9,09	-	~5	МБП-СМ	0,2912
Буферная жидкость №2	27,26	-	~15,6	МБП-ПВ	0,2496
Тампонажный раствор нормальной плотности	7,85	1900	5,35	ПЦТ - II - 100	14,915

Продолжение таблицы 26

Облегченный тампонажный раствор	55,37	1400	44,76	ПЦТ - III - Об (5) - 100	77,518
---------------------------------	-------	------	-------	--------------------------	--------

2.4.1.3. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.1.3.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 12 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

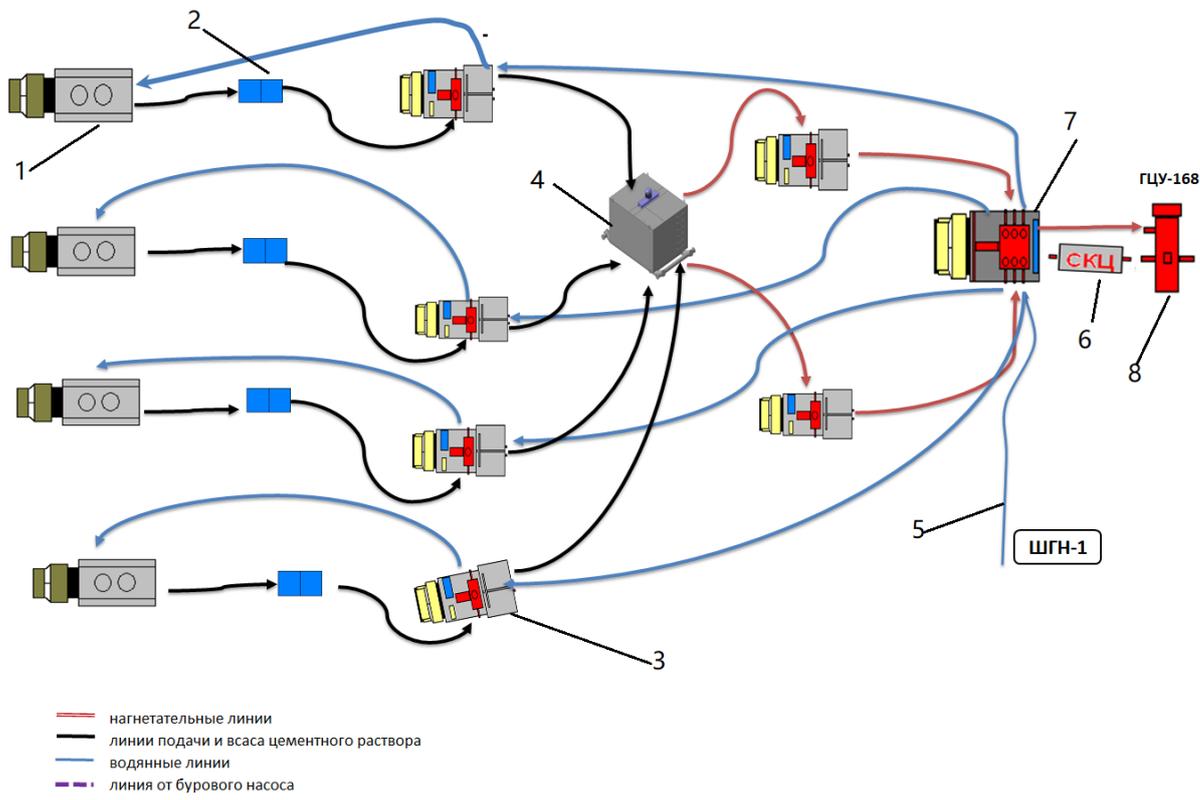


Рисунок 12– Технологическая схема обвязки цементировочного Оборудования

2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Спроектированная технологическая оснастка представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Технологическая оснастка обсадных колонн

	Элементы технологической оснастки					
	Башмак	Клапан обратный	Подвеска	Центратор	Цементировочная головка	Пробка продавочная
Направление	БКМ-324 ОТТМ,	ЦКОД-324 ОТТМ	-	ЦЦ2-324/394 (1 шт.)	ГЦУ-324-340	ПРП-Ц-324
Кондуктор	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОД-245 ОТТМ	-	ЦПН-245/295 (18 шт.)	ГЦУ-245	ПРП-Ц-245
Эксплуатационная колонна	БКМ-146 ОТТМ	ЦКОД-146 ОТТМ	-	ЦПН-146/216 (65 шт.)	ГЦУ-146	ПРП-Ц-146
Производитель	ЗАО «Удмурские долота»; ООО «Буровые инновационные технологии»	ООО «НГПО»	ЗАО «Удмурские долота»	ЗАО «Удмурские долота»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»	ООО НТЦ «Кубань-Сервис»

2.4.3. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 20 м (гл. 2930-2950 м), а длина горизонтального участка 500м. Кумулятивный корпусный перфоратор однократного использования ПКТ73 предназначен для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных скважинах с температурой до 150°С.

При учете спуска перфоратора на трубах НКТ, максимальная длина составляет 500 м, следовательно, перфорация будет осуществлена за один рейс.

Основные технические характеристики перфоратора представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Основные технические характеристики

Обозначение	Поперечный габарит, мм/минимальный проходной диаметр колонны труб, мм	Минимальное/максимальное давление применения, МПа	Максимальная длина перфоратора (на кабеле/на трубах), м	Заряд		Максимальная плотность перфорации, отв./м	Параметры пробивной способности	
				Обозначение	Масса ВВ,г		По бетонной мишени контроля качества	
							Глубина пробития, мм	Диаметр вход.отв., мм
ПКТ 73	73/88	0,1/100	10/500	ЗПКТ73 -ДЦ	15	20	750	8

Для вызова притока выбран способ вызова притока: струйными насосами.

Освоение скважин струйными насосами - это ответственный технологический процесс по вызову притока из пласта скважины. Основными задачами группы является освоение струйным насосом вводных из бурения скважин, добывающих скважин с низкопроницаемыми коллекторами, а также скважин действующего фонда с очисткой призабойной зоны пласта при выполнении ГТМ (кислотные обработки, перфорированные и т.д.) и получения фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Технология освоения скважин эжекторными установками с очисткой призабойной зоны производится путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Эта технология реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата.

Подачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии.

После прекращения подачи рабочего агента гидростатическое давление на забое скважины восстанавливается. Циклы снижения-восстановления забойного давления повторяются многократно до появления устойчивого притока из пласта. Создание управляемых циклических депрессий на пласт способствует извлечению упруго расширяющейся жидкости, попавшей в пласт. Практика применения этого метода освоения скважин показала, что за несколько десятков циклов удается извлечь из пласта на поверхность многие кубометры бурового раствора.

Струйные аппараты способны обеспечивать практически любую депрессию, так как на приеме струйного аппарата может быть получен даже вакуум. Эти устройства способны обеспечивать отборы из скважин до 1000

м³ /сут жидкости и более.

На рисунке 13 приведен схема обвязки наземного и подземного оборудования при проведении работ с УЭОС-2.

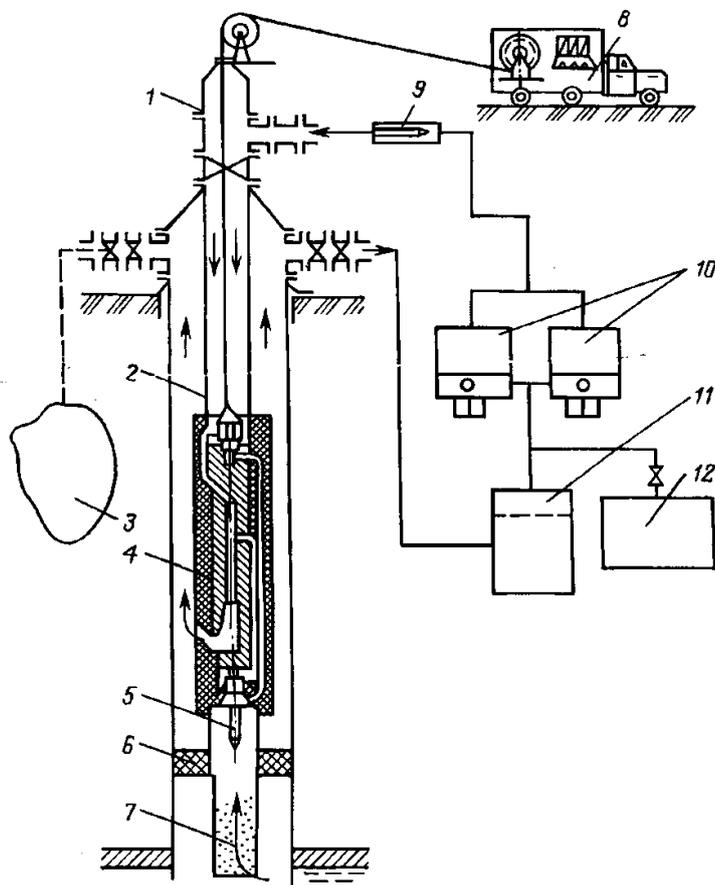


Рисунок 13– схема обвязки наземного и подземного оборудования при проведении работ с УЭОС-2.

1 - фонтанная арматура; 2 - НКТ; 3 - амбар; 4 – УЭОС-2; 5 - манометр; 6 - пакер; 7 - хвостовик; 8 - каротажная станция; 9 - фильтр; 10 - насосные агрегаты; 11, 12 - мерные емкости

3. Выбор буровой установки

Учитывая условная глубина бурения, ожидаемой вес бурильной колонны (72,73 т.), вес обсадной колонны (68,38т.), опыт бурения в условиях западной Сибири, надёжность и экономическая эффективность для бурения выбирается буровая установка типа БУ-3000/200 ЭУК-1М.

При расчете площади опорной поверхности, была принята примерная площадь основания тумбы ЭУК = 9 м², установка буровой вышки производится на 4 таких тумбы.

Таблица 29 – Проектирование и проверка буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	72,73	[G _{кр}] / Q _{бк}	2,33
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	68,38	[G _{кр}] / Q _{об}	2,48
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	96,73	[G _{кр}] / Q _{пр}	1,76
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т (Q _{вלב})	150	k _{по} = P _о / P _{бо} = 1,5 / 0,146 = 10,27 > 1,25	P _о = 1,5 P _{бо} = 0,146
Вес бурильной колонны, т (Q _{бк})	143,09		
Вес обсадной колонны, т (Q _{ок})	68,38		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	92,39		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{бо})	36		

Продолжение таблицы 29

Расчет режимов СПО

Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН
2	139	640
3	55	304,5
4	73	174,8

4. Специальная часть по теме "цементировочные комплексы для крепления скважин"

Актуальность исследований

Для России нефтегазовый комплекс является основным источником формирования бюджета и поступлений в резервные фонды. Поэтому остаётся актуальным вопрос о сохранении и увеличении объёмов производства.

Большое внимание уделяется добычи полезных ископаемых. При разработке скважин важное место занимает цементирование обсадочных колонн, как ответственный этап строительства. Значимость данных работ обуславливается тем, что при неправильном выполнении работ сводятся к минимуму успехи предыдущих этапов.

На сегодняшний день применение цементировочного комплекса особенно эффективно при креплении скважин. Его использование, по сравнению с старой технологии обеспечивает сокращения количества используемой техники и обслуживающего персонала, снижения затрат и увеличения производительности труда.

Цементировочный комплекс – буровое оборудование, предназначенное для нагнетания жидких сред при цементировании скважин при бурении, опрессовочных работах, капитальном ремонте скважин. Также можно применять для проведения промывочно-продавочных работ в газовых и нефтяных скважинах.

Цементировочный комплекс состоит из насосной установки, смонтированной на автошасси, а также из монтажной рамы, трёхплунжерного насоса высокого давления, водоподающего насосного блока, мерного бака, трансмиссии, системы управления, манифольда, вспомогательного трубопровода и электрооборудования.

В настоящее время в России производство Цементировочных комплексов налажено Концерном "Стромнефтемаш" г. Кастррома установка УНБС2-600х70 и Цементировочный комплекс ООО НПЦ «Металлург»

Цементировочный комплекс УНБ2-600х700

Установка смонтирована на шасси автомобиля повышенной проходимости КАМАЗ 6560 (8x8). Ее отличительной особенностью является уникальная компоновка основных агрегатов, примененная впервые в отечественном нефтегазовом машиностроении и обеспечивающая удобство обслуживания цементировочного комплекса. Кроме того, УНБ2-600x70 оборудована полностью автономной системой обогрева насосов и удобным тентовым укрытием с системами вентиляции и отопления, которые позволяют производить работы в холодное время года.

Таблица 30- Технические характеристики Цементировочный комплекс УНБ2-600x700

Максимальное давление трехплунжерных насосов, МПа	75
Максимальная суммарная производительность трехплунжерных насосов, м ³ /мин	3,2
Диапазон плотностей приготавливаемого раствора, г/см ³	от 1,0 до 2,5
Максимальная производительность системы смешивания цементного раствора, м ³ /мин	2,3
Наибольшая производительность водоподающего насоса, л/с	36
Наибольшее давление водоподающего насоса, МПа	0,9
Наибольшая производительность рециркуляционного насоса, л/с	0,35
Наибольшая производительность подпорного насоса, л/с	40
Наибольшее давление подпорного насоса, МПа	0,15
Объём смесительного бака, м ³	1.1
Объём осреднительного бака, м ³	1.5
Объём мерного бака, м ³	4 (2x2)
Диапазон рабочих температур, °С	от- 40 до + 40
Длина, мм	117



Рисунок 14- Цементировочный комплекс УНБ2-600x700

Комплекс СИН35.10

Комплекс СИН35.10 предназначен для выполнения работ по цементированию скважин, приготовлению различных технологических жидкостей и может быть использован для выполнения операций при строительстве, освоении и капитальном ремонте скважин, в т. ч. для осуществления гидropескоструйной перфорации и гидравлического разрыва пластов.

Преимущества комплекса для цементирования скважин СИН35.10:

1. Значительное уменьшение количества используемой техники и обслуживающего персонала.
2. Снижение затрат.
3. Увеличение производительности труда.
4. Надежность системы приготовления тампонажных растворов в условиях низких температур.
5. Размещение всех механизмов на одной мобильной базе.
6. Наличие вычислительной системы, позволяющей контролировать плотность цементного раствора в процессе цементирования.
7. Параметры производительности и давления, отдельные для каждого насоса.



Рисунок 15- Комплекс для цементирования скважин СИН35.10

Известно, что количество техники в процессе цементирования скважин определяется конструкцией скважины, количеством используемых материалов, сложностью условий цементирования, гидравлическими режимами процесса нагнетания технологических жидкостей. В результате число машин колеблется в пределах от 8 до 30 единиц, что создает такие недостатки, как:

1. Сложность приготовления стабильных цементных растворов, при нескольких точках затворения;
2. Низкая оперативность управления технологическим процессом из-за большого количества задействованной техники;
3. Сложность размещения комплекта тампонажной техники, с соблюдением правил его безопасной эксплуатации, при ограниченности размеров кустовых площадок.

Наиболее близким по технической сути и достигаемому результату является оборудование для цементирования скважин, состоящее из мобильного агрегата цементирования и блока буллитов для сухих композиций.

Недостатки оборудования:

1. Резкое снижение эффективности работ при низких температурах с использованием пневмо- и гидросистем;

2. Расположение узла смешения агрегата цементированья и блока на горизонтальном уровне;

3. Уменьшение запаса времени бесперебойной работы, т.к. камеры смешения цемента и жидкости затворения имеют малый объём;

4. Дороговизна оборудования и запасных частей.

Таблица 31-Технические характеристики комплекса для цементированья скважин СИН35.10

Технические характеристики комплекса для цементированья скважин СИН35.10		
Шифр		СИН35.10
Блок насосный		
Полезная гидравлическая мощность, кВт (л.с.)		588 (800)
Количество насосов в блоке, шт		2
тип насосов		трехплунжерный, горизонтальный одинарного действия (СИН31)
Давление максимальное, МПа при диаметре плунжеров		
100 мм		56
125 мм		36
Наибольшая идеальная подача, л/с при диаметре плунжеров и давлении		
100 мм 15,7 МПа		37 (133,2)
125 мм 10,5 МПа		56 (201,6)
Привод насосов		от двух автономных дизельных двигателей через коробки передач и зубчатые муфты
Дизель		В2-500ТК-С4
Коробка передач		планетарная, пятиступенчатая, гидромеханическая
Узел приготовления тампонажных растворов		
Полезная гидравлическая мощность затворяющего насоса, кВт		120
Тип затворяющего насоса		трехплунжерный, горизонтальный одинарного действия (СИН32)
Давление максимальное, МПа при диаметре плунжеров 125 мм, МПа		20
Наибольшая идеальная подача при диаметре плунжеров 125 мм и давлении 6,6 МПа, л/с		18
Бак осреднительный	количество секций, шт	2

	объем секции, м ³	3
Бак технологической жидкости	количество секций, шт	1
	объем секции, м ³	1,5
Насос подпорный		
Количество, шт.		1
тип		центробежный
Габариты, мм		16150×2750×4500
Снаряженная масса агрегата, т		50

Цементировочный комплекс ООО НПЦ «Металлург»

Цементировочный комплекс в эшелонном исполнении предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе строительства скважин, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах. Цементировочный комплекс представлен на рис. 3-5.



Рисунок 16 – Цементировочный комплекс

Общество с ограниченной ответственностью НПЦ «Металлург» представило свою разработку для модернизации существующих буровых установок.



Рисунок 17– Цементиловочный комплекс ООО НПЦ «Металлург»

ЦК монтируется в эшелон установки для кустового бурения при строительстве скважин на нефть и газ на отдаленных месторождениях. Данный комплекс позволяет производить приготовление раствора, хранения раствора, хранение сухого цемента и проводить все работы связанные с цементированием скважин автономно, что позволит уменьшить: количество обслуживающего персонала; парк специализированной техники и сократить время на проведение цементиловочных работ.

Цементиловочный комплекс даёт возможность готовить смесь и хранить расходные материалы непосредственно на месторождении сборное основание, включающее в себя рамы, оборудованные сбором утечек и желобами для проведения электрических кабелей утепленное разборное укрытие, оснащенное системами парового отопления и вентиляции оснащение монорельсом с талью грузоподъемностью 1 тонна для подачи грузов внутрь укрытия уменьшение затрат на доставку необходимых механизмов, материалов и трудовых ресурсов.

ЦК состоит из следующих основных узлов: электрооборудование, трубопроводы, система вентиляции, емкость с лопастным перемешивателем, система обогрева, узлы для монтажа линии нагнетания, основание, УСО-20 с регулируемым электрическим приводом, укрытие цементиловочного комплекса, емкость нагнетания цемента CUS-122, насосная установка Halko модели "Pump 2x3R", склад цемента блочный СЦБ-93, смесительная емкость CBS-393, цементиловочный агрегат CPS-361.



Рисунок 18– Цементировочный комплекс

Комплекс изготовлен по заданию компании ООО «СГК-Бурение». Поставку емкости нагнетания цемента CUS-122, смесительной емкости CBS-393 и цементировочного агрегата CPS-361 (оборудование изготовлено фирмой «Schlumberger») осуществлял заказчик, изготовитель склада цемента СЦБ-93 фирма «Сибнефтемаш».

ООО НПЦ «Металлург» имеет сертификат соответствия системы менеджмента качества требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2001 (ИСО 9001:2000) применительно к проектированию технических устройств (оборудования) для машиностроительной, горнорудной, угольной, нефтяной и газовой отраслей.

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия «Томскгазпром»

ОАО «Востокгазпром» – дочерние предприятие ОАО «Газпром». Компания создана в 1999 году, первой в Томской области приступила к добыче природного газа. ОАО «Востокгазпром» занимает ведущие позиции в списке крупнейших предприятий нефтегазовой отрасли Сибирского Федерального округа. В состав ОАО «Востокгазпром» входят добывающий актив компании ОАО «Томскгазпром» и ОАО «Сибметахим».

ОАО «Томскгазпром» обладает правом пользования недрами участков Казанского, Северо-Останинского, Мыльджинского и Васюганского месторождений, расположенных на территории Томской области, с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья.

Основная деятельность предприятия: геологическое изучение, разведка, добыча и переработка углеводородного сырья; капитальное строительство, освоение и обустройство месторождений углеводородного сырья, реализация газа, конденсата, нефти и продуктов переработки; перевод транспорта на газомоторное топливо, строительство и обслуживание газовых заправок.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

6. 4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству 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 документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [1]. Первоочередно определяется продолжительность ВМР согласно «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения» [2]. Нормативное время на сборку и монтаж:

- оснований вышечно-лебедочного блока – 64,0 часа;
- оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа;
- на сборку вышки – 305,5 часов;
- бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов;
- оснований насосного блока – 258,0 часов;
- буровой установки – 79,6 часов.

Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

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

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):

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

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

h – величина нормативной пачки, метр.

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров. При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам.

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [3].

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [4].

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины на данном нефтяном месторождении Александровского района приведена в приложении Г.

4.2.2. Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (4):

$$V_M = \frac{H}{t_M} = \frac{2760}{311,71} = 8,85 \text{ м/ч}, \quad (4)$$

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

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (5):

$$V_P = \frac{H}{t_M + t_{СПО}} = \frac{2760}{311,71 + 14,0} = 8,47 \text{ м/ч}, \quad (5)$$

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

Коммерческая скорость определяется по формуле (6):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k} = \frac{2760 \cdot 720}{560,1} = 3547,94 \text{ м/ст. мес.},$$

(7)

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле (8):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} = \frac{2760}{3} = 920,67 \text{ м},$$

(8)

Где: n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

4.2.3. Линейный календарный график выполнения 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 612,42 часов или 25,52 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,4 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству

эксплуатационной скважины на данном нефтяном месторождении Александровского района приведен в таблице 32.

Таблица 32– Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1. Вышкомонтаж	45	■	■											
2. Бурение	25,5		■	■										
3. Испытание	10,4			■	■									

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

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

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [5], в части II – на строительные и монтажные работы [6], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [7].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [8] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении Д в таблицах Д.1 и Д.2.

Для перевод цен 1984 года, в которых производится расчет согласно

СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2018 года 215,95 [9].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении Н.

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

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{Н} = \frac{313062000 - 11201177}{2760} = 113428,26 \text{ руб/м}$$

Таблица 33 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Длина скважины, м	2760
Продолжительность бурения, сут.	25,52
Механическая скорость, м/ч	8,85
Рейсовая скорость, м/ч	8,47
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	3547,94
Проходка на долото, м	920,67
Стоимость одного метра, руб./м	113428,26

4.4. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

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

Расчет эффективности внедрения новых долот для интервала бурения под эксплуатационную колонну представлен в приложение Ж.

Проанализировав таблицу можно сделать вывод, что при сооружении скважины наиболее экономически выгодным является использование матричного долота БИТ 215,9 ВТ 613 УМ.

Учитывая, что экономия времени - 6,34ч, экономия себестоимости метра проходки - 192 руб/м. Чем меньше временные затраты, тем выше эффективность сооружения скважины: обуславливается это высокой проходкой на долото, следовательно, уменьшением количества СПО в общем времени сооружения скважины.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Производственная безопасность

На сегодняшний день уделяется большое внимание безопасности при строительстве нефтяных и газовых скважин. В первую очередь это объясняется тем, что данная деятельность представляет собой опасность для здоровья человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

В процессе трудовой деятельности в своей производственной среде человек подвергается вредным и опасным факторам, которые оказывают или могут оказать негативное воздействие на здоровье человека.

Для анализа воздействия каждого из факторов при строительстве нефтяной скважины, а также с целью максимального предотвращения каждого из них, представим их источники в таблице 34.

Таблица 34 – Виды производственных работ, оказывающие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (в соотв. ГОСТ 12.0.003-74) [19]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Эксплуатация бурового оборудования; 2. Бурение ствола скважины; 3. Спуско-подъемные операции; 4. Цементирование скважин под каждую колонну; 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей; 6. Освоение скважины и испытание пласта.	1. Неудовлетворительный микроклимат 2. Повышенные запыленность и загазованность ; 3. Повышенные уровни шума и вибрации; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 5. Повреждения в результате взаимодействия с насекомыми	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Поражение электрическим током; 3. Расположение рабочего места на значительной высоте; 4. Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.003–83 [2] ГОСТ 12.1.007–76 [3] ГОСТ 12.1.012-2004[4] ГОСТ 12.4.125-83 [5] ГОСТ 12.2.003-91 [6] СП 52.13330.2011 [7] СНиП 2.04.05-91 [8] МР 2.2.7.2129-06 [9] ГОСТ Р 12.4.213-99[10] ГОСТ 12.1.029-80[11] ГОСТ 12.1.005-88[12] РД 10-525-03 [13] ГОСТ 12.3.003-86 [14] РД 34.21.122-87 [15]

5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия

Неудовлетворительные метеоусловия рабочей среды.

Работы, связанные со строительством скважин, часто осуществляются на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях. Температура воздуха и скорость ветра рабочей зоны, а также фактор их совместного воздействия оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

При проведении работ в зимнее время может произойти обмороживание. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Александровский район Томской области относится к «особому» климатическому региону (IA). Так как выполняемые работы на буровой в своем большинстве относятся к категориям II (223-290 Вт) и III (более 290 Вт) по энергозатратам организма, то согласно МР 2.2.7.2129-06 можно определить допустимую продолжительность (ч) однократного пребывания и число перерывов для обогрева в смену на открытой территории для данного климатического региона в холодное время.

Таблица 35 – Режимы труда и отдыха в холодное время года [9]

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

К неудовлетворительным метеоусловиям может относиться работа в условиях повышенных температур. В результате последнего нарушается терморегуляция.

При температурах выше 28°С организуют рациональный режим труда путем сокращения рабочего времени. Работающие в неудовлетворительных условиях должны быть обеспечены СИЗ: головной убор, спецодежда,

защитные очки, обувь – теплоизоляция и состав которых должны соответствовать ГОСТ 12.4.011-89. Средства защиты работающих. Повышенный уровень шума. При повышенном уровне шума у работающих снижается внимание, увеличивается расход энергии при одинаковой физической нагрузке, замедляется скорость психических реакций, в конечном итоге это приводит к снижению производительности труда и качеству выполняемых работ. Длительное воздействие шума может привести к ухудшению слуха, а в отдельных случаях - к глухоте. Дополнительно, он может способствовать возникновению несчастных случаев, маскируя предупреждающие сигналы.

Источниками шума при строительстве скважины являются различные механизмы, которые работают на различных передачах, различные частоты вращения шкивов, работа дизельных генераторов и пневмосистем буровой установки. В соответствии требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности" шумовой порог для рабочего места не должен превышать 85 дБА. [3]

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [2] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Для уменьшения шума на объекте следует использовать средства индивидуальной защиты: наушники, вкладыши, шлемы. В качестве коллективных средств защиты стоит предусмотреть установку кожухов и глушителей, обеспечивающих звукоизоляцию и звукопоглощение. Повышенный уровень вибрации. Воздействие вибрации отражается на нервной и опорно-двигательной системе. У работников подверженных действию вибрации отмечаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [4].

Источники возникновения вибраций на буровой являются возникающие при работе машин, агрегатов и буровых насосов

неуравновешенных силовых воздействий.

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 [4].

В качестве средств индивидуальной защиты от вибрации применяются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь. В местах управления различными механизмами должны быть оборудованы специальные виброгасящие коврики под ноги [35]. Предусмотрено также использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания).

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды. Во время приготовления буровых растворов, частицы сухих материалов могут проникать в органы дыхания, что может привести к отравлению организма. Аналогичное воздействие на организм человека оказывает загазованность бурового раствора. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [23] при строительстве скважин содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 36.

Таблица 36 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [9].

Наименование вещества	Величина ПДК РЗ, мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³
Углеводороды	100	Сероводород	3
Диоксид серы	10	Диоксид серы	10
Диоксид углерода	9000	Диоксид углерода	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. Недостаточная освещенность рабочего места является причинами: снижения продолжительности работы, повышенного утомления, развития близорукости.

Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. Освещение на буровой бывает: естественное, искусственное и аварийное [32]. В зависимости от типа буровой установки, источниками освещения могут служить светильники НОБ-200, 300, ВЗГ-200АМ, РН-100, 200, которые снабжены герметичными стеклами и предохранительными сетками. При большой высоте каркасов укрытий используются светильники большей мощности с ртутно-кварцевыми лампами.

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 ПБНПП) [16] и приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Насосный блок, 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 [17].

Наиболее распространенное природно-очаговое заболевание, характерное для района проведения работ, – клещевой энцефалит. Заболевание энцефалитом вызывает тяжелое поражение центральной нервной системы. Активность клещей приходится на конец апреля - середину июня, но их укусы могут быть опасны и в июле, и в августе.

Главным профилактическим мероприятием от заболевания являются противо-энцефалитные прививки.

Защита людей от клещевого энцефалита включает в себя:

- соблюдение правил поведения на территории, эндемичной по клещевому вирусному энцефалиту;
- ношение специальной одежды соответствующей требованиям ГОСТ Р 12.4.296-2013;
- применение специальных химических средств индивидуальной защиты от клещей.

К мерам коллективной защиты относится уничтожение клещей в природных биотопах по эпидемиологическим показаниям на участках высокого риска заражения людей клещевым энцефалитом.

5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования. В результате действия этого фактора может возникнуть механическая травма, которая представляет собой повреждение тканей, частей тела и органов в результате воздействия внешней механической силы.

Источниками механических травм при сооружении скважины являются: падения различных предметов с высоты, механические травмы от удара свечей бурильных труб время спуско-подъемных операций, удар при движении автоматического ключа бурильщика.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [16], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны ставиться на учет и испытываться согласно РД 10-525-03 [13]. Весь рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. "Средства защиты работающих." обеспечивается средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, рукавицами.

Электрический ток. Прохождение электрического тока через организм может вызывать у него судороги, нарушение сердечной и дыхательной функций, а также являться причиной смерти. ГОСТ 12.1.019 "ССБТ. Электробезопасность. Общие требования" устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. [32]

Источником возможного электропоражения на современной буровой установке являются:

- силовые и преобразовательные трансформаторы;
- распределительные устройства высокого напряжения;
- электрические машины переменного и постоянного тока;
- кабели и провода;
- электрические источники света;
- комплектные устройства управления, защиты и распределения электрической энергии низкого напряжения;
- комплектные тиристорные устройства;
- передвижные электростанции.

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

- проектирование, монтаж, испытание и эксплуатацию электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [18];

- защиту от прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления, зануления 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 III.

Расположение рабочего места на высоте. Опасность данного фактора определена тем, что в процессе строительства скважин возникает необходимость осуществления спуско-подъемных операций. Их проведение требует нахождения работника на высоте выше норматива, предусмотренного в межотраслевых правилах по охране труда при работе на высоте, составляющего 2 м. Сюда относятся полаты, люлька верхового рабочего.

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП[16] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного каната и предохранительного пояса;
- 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.

Запрещается работа на высоте в случаях: ливня, грозы, гололедицы, сильного снегопада и при ветре 5 баллов и более на открытых местах.

Пожаровзрывоопасность. Источниками пожара на буровой установке чаще всего являются: горящие или накалинные тела, электрические разряды, выделяемая теплота от механических воздействий, искры от удара и трения[16].

Наибольшую опасность они приобретают при риске ГНВП. В целях

предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, 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 (расчет молниезащиты приведен в приложении 3);
- оборудование буровой пожарными щитами, огнетушителями ОП-5, ящиками с песком согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [21].

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- установка на объекте системы оповещения (звуковой сигнализации) всего персонала, занятого на буровой.
- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [16]);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

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

5.2 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность является одной из самых негативно влияющих на экологию отраслей, поэтому следует уделять особое внимание

мероприятиям по охране окружающей среды.

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

Селитебная зона в районе воздействия объекта отсутствует.

Гидросфера. В процессе бурения скважин загрязнению наиболее подвержены приповерхностная зона ствола скважины и зоны подземных горизонтов. Основными источниками загрязнения являются: буровой раствор, нефтепродукты, бытовые стоки.

Наиболее распространенные причины проникновения загрязнителей в объекты геологической среды следующие:

- нарушение герметичности обсадных колонн и цементного камня в заколонном пространстве;
- поглощение бурового раствора при промывках скважины, проникновение водной фазы в проницаемые отложения;
- некачественное цементирование, недоподъем тампонажного раствора;

Для защиты гидросферы в соответствии требований ГОСТ 17.1.3.12-86 "Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше" следует проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- контроль герметичности амбара при применении технологии амбарного бурения;
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора. [33]

Литосфера. В процессе бурения скважины возникают промышленные отходы бурового раствора, бурового шлама, а так же бытовые отходы. По отношению к почвенной микрофлоре наиболее токсичными являются нефтепродукты, гидроокись и карбонат натрия и калия, хлорсодержащие соединения.

По завершении строительства скважин необходимо провести рекультивацию нарушенных земель. Способ рекультивации определяется на основании требований ГОСТ 17.5.1.02-85 "Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации". По завершению буровых работ необходимо выполнить следующие мероприятия:

- засыпать все амбары, траншеи, разравнять обваловку и спланировать площадку;
- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- восстановление растительности на нарушенных площадях работ путем проведения биологического этапа рекультивации, включающий посев многолетних трав с внесением минеральных удобрений. [34]

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 38.

Таблица 38 – 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 ПБНПП [16]. 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 [16]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана герметизировать устье скважины, известить руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [27].

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 [28].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [29].

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».

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» [30].

- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- 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» [31].

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были разработаны технологические решения для строительства поисково-оценочной вертикальной скважины глубиной 2760 метров на нефтяном месторождении Самарской области (Красноармейский район). В работу включены пять основных частей: геологическая и общая часть, технологическая часть, специальная часть, финансовый менеджмент, социальная ответственность.

В технологической части содержатся основные технологические решения при строительстве скважины: по исходным данным была выполнена работа по проектированию вертикальной скважины, с выполнением инженерно–технических расчетов по каждому этапу строительства скважины. Был спроектирован процесс заканчивания скважины, выбран тип и компонентный состав буровых растворов.

В специальной части подробно рассмотрено цементируемый комплекс

В экономической части была рассчитана полная сметная стоимость строительства скважины на нефтяном месторождении Самарской области.

Раздел социальная ответственность были разработаны задание о охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Список используемых источников

1. 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.

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. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.

4. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.

5. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.

6. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.

7. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – М.: Интернешнл касп флюидз, 2000. – 139 с. Изд.1 Волгоград

8. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

9. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. - <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
10. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. - <http://www.semireche.ru> (Дата обращения 15.04.2017). 84
11. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс]. - <http://kngc.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
12. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. - <http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
13. Ясы [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
14. Основные параметры керноотборных снарядов [Электронный ресурс]. - <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
15. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. - <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
16. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. - <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
17. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. - <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 15.04.2017).
18. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, - 189 с
19. Сваб [Электронный ресурс].-<http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
20. Пластоиспытатель [Электронный ресурс].-<http://ngs-service.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
21. Фильтр скважинный [Электронный ресурс].-<http://www.tatpromfilter.ru> (Дата обращения 15.04.2017).
22. Муфта манжетного цементирования [Электронный ресурс].-<http://www.zers.ru/> (Дата обращения 15.04.2017).
23. Исмаков Р.А., Закиров Н.Н., Аль-Сухили М.Х., Торопов Е.С. Исследование работы пары “эластомер-металл” силовой секции винтового

забойного двигателя // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2- 85 3. С. 23.

24. Бобров М.Г., Трапезников С.Г. Особенности использования винтовых забойных двигателей при бурении скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2009. № 1. С. 15-18.

25. Жорник В.И. Эволюция структуры дисперсной фазы пластичных смазок при трибовзаимодействии и её влияние на ресурс узлов трения //Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В: Промышленность. Прикладные науки. 2014. № 11. С. 97-105.

26. Виноградова И.Э. Противоизносные присадки к маслам. – М. : Химия, 1972. – 272 с.

27. Мур Д. Трение и смазка эластомеров. США, 1972. Перевод с английского канд. Хим. Наук. Г.И. Бродского – М. : Химия, 1977. – 264 с.

28. Литиевая смазка: обеспечиваем надежную защиту любого механизма [Электронный ресурс]. – <http://www.avtoall.ru/article/6785238/> (Дата обращения 22.12.2016).

29. Смазки, классификация, применение. [Электронный ресурс]. – <http://www.uazbuka.ru/lib/oiling.htm> (Дата обращения 22.12.2016).

30. Винтовой забойный двигатель [Электронный ресурс].– <http://www.mining-enc.ru/v/vintovoj-zabojnyj-dvigatel/> (Дата обращения 22.12.2016).

31. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. – <http://burneft.ru/> (Дата обращения 22.12.2016).

32. Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sibserv.com/about/info/> (дата обращения: 20.05.2017).

33. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. - 183 с. 86

34. 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: 20.05.2017).

35. СНиП IV-2-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М.: ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.

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

37. 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.

38. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

39. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

40. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

41. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

42. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

43. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с 87

Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.)

44. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

45. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

46. [СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

47. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

48. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

49. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

50. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

51. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс].

52. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by (дата обращения 05.05.2017 г.). 88

53. ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

54. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

55. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

56. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.)

Приложение А Геологические условия бурения

В таблице А.1 представлена стратиграфическая характеристика разреза.

Таблица А.1 – Стратиграфическая характеристика разреза и коэффициент кавернозности пластов

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	мощность	название свит	индекс	
1	2	3	4	5	6
0	45	45	Четвертичная система	Q	1,5
45	95	50	Татарский ярус	P_2^{tat}	1,5
95	150	55	Верхнеказанский ярус	P_2^{kz2}	1,5
150	200	50	Нижнеказанский ярус	P_2^{kz1}	1,5
200	215	15	Уфимский ярус	P_2^{uf}	1,5
215	365	150	Кунгурский ярус	P_2^{kg}	1,5
365	535	170	Артинский, самарский ярусы	P_1^{art-s}	1,5
535	575	40	Ассельский ярусы	P_1^{ass}	1,5
575	895	320	Верхний отдел	C_3	1,5
895	1010	115	Мячковский горизонт	C_2^{mc}	1,3
1010	1230	220	Подольский горизонт	C_2^{pd}	1,3
1230	1330	100	Каширский горизонт	C_2^{ks}	1,3
1330	1440	110	Верейский горизонт	C_2^{vr}	1,3
1440	1530	90	Башкирский ярус	C_2^b	1,3
1530	1700	170	Серпуховский ярус	C_1^s	1,3
1700	1720	20	Тарусский горизонт	C_1^{tr}	1,1
1720	1845	125	Веневский, михайловский, алексинский горизонт	C_1^{vn-mh-} C_1^{al}	1,3
1845	1910	65	Тулеский горизонт	C_1^{tl}	1,3
1910	1960	50	Бобриковский горизонт	C_1^{bb}	1,3
1960	2060	100	Турнейский ярус	C_1^t	1,3
2060	2140	80	Заволжский надгоризонт	D_3^{zv}	1,3

Продолжение таблицы А.1

2140	2520	380	Фаменский ярус	D_3^{fm}	1,3
2520	2580	60	Воронежский горизонт	D_3^{fr}	1,3
2580	2630	50	Бурегский горизонт	D_3^{br}	1,3
2630	2680	50	Доманиковский, саргаевский горизонт	D_3^{dm-} D_3^{sr}	1,3
2680	2700	20	Тиманский горизонт	D_3^{tm}	1,3
2700	2730	30	Пашейский горизонт	D_3^{ps}	1,3
2730	2750	20	Мулинский горизонт	D_2^{mul}	1,3
2750	2790	40	Ардатовский горизонт	D_2^{ard}	1,3
2790	2830	40	Воробьевский горизонт	D_2^{vb}	1,3
2830	2850	20	архей	Ar	1,3

В таблице А.2 представлена литологическая характеристика разреза скважины.

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы; полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от	до	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	45	глины суглинки пески	15 45 40	Глины, суглинки, пески
P_2^{tat}	45	95	Глины алевролиты песчаники доломиты ангидриты гипсы известняки	50 10 10 10 10 5 5	Глины, алевролиты, песчаники, доломиты, ангидриты, гипсы, известняки
P_2^{kz2}	95	150	Глины алевролиты песчаники доломиты ангидриты гипсы известняки	55 10 10 10 10 5 5 5	Глины, алевролиты, песчаники, доломиты, ангидриты, гипсы, известняки

Продолжение таблицы А.2

P_2^{kz1}	150	200	Глины алевролиты песчаники доломиты ангидриты гипсы известняки	55 10 10 10 5 5 5	Глины, алевролиты, песчаники, доломиты, ангидриты, гипсы, известняки
P_2^{uf}	200	215	известняки глины доломиты	30 30 40	Известняки, глины, доломиты
P_2^{kg}	215	365	Ангидриты Доломиты каменная соль	10 10 80	Ангидриты, Доломиты, каменная соль
P_1^{part-s}	365	535	Доломиты известняки	40 60	Доломиты, известняки
P_1^{ass}	535	575	Доломиты известняки	40 60	Доломиты, известняки
C_3	575	895	Доломиты Известняки Ангидриты Мергели	50 30 10 10	Доломиты, Известняки, Ангидриты, Мергели
C_2^{mc}	895	1010	Доломиты известняки	50 50	Доломиты, известняки
C_2^{pd}	1010	1230	Доломиты известняки	50 50	Доломиты, известняки

Продолжение таблицы А.2

C_2^{ks}	1230	1330	известняки	100	известняки
C_2^{vr}	1330	1440	глины алевролиты песчаники	70 20 10	глины, алевролиты, песчаники
C_2^b	1440	1530	Доломиты Известняки	60 40	Доломиты, известняки
C_1^s	1530	1700	известняки	100	известняки
C_1^{tr}	1700	1720	глины Доломиты	50 50	Глины, Доломиты
C_1^{vn-mh-} C_1^{al}	1720	1845	Известняки	100	известняки
C_1^{tl}	1845	1910	Известняки Глины	80 20	Известняки, Глины
C_1^{bb}	1910	1960	Песчаники Алевролиты Глины	50 25 25	Песчаники, Алевролиты. Глины
C_1^t	1960	2060	Известняки Доломиты	50 50	Известняки, Доломиты
D_3^{zv}	2060	2140	Известняки Доломиты	50 50	Известняки, Доломиты
D_3^{fm}	2140	2520	Известняки Доломиты	50 50	Известняки, Доломиты
D_3^{vr}	2520	2580	Известняки Доломиты	50 50	Известняки, Доломиты
D_3^{br}	2580	2630	Известняки Доломиты	50 50	Известняки, Доломиты

Продолжение таблицы А.2

D_3^{dm-} D_3^{sr}	2630	2680	Известняки Доломиты	50 50	Известняки, Доломиты
D_3^{tm}	2680	2700	Глины Песчаники Алевролиты	40 20 20	Глины, Песчаники, Алевролиты
D_3^{ps}	2700	2730	Песчаники Глины	70 30	Песчаники, Глины
D_2^{mul}	2730	2750	Глины	100	Глины
D_2^{ard}	2700	2790	Глины Алевролиты Песчаники	40 30 30	Глины, Алевролиты, Песчаники
D_2^{vb}	2790	2830	Алевролиты Известняки Глины Песчаники	10 10 40 20	Алевролиты, Известняки, Глины, Песчаники
Ar	2830	2850	Биотитовые гранито- гнейсы	100	гранито-гнейсы

В таблице А.3 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

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

Индекс стратиграфиче ского подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/с м ³	Карбонатность, %	Пористость, %	Глинистость, %	Проницаемость, 10 ⁻¹⁵ м ²	Твердость, МПа	Сплошность породы	Расслоенность	Абразивность	Категория породы по промысловой квалификации(мягкая средняя и т.д)
	от	до											
1	2	3	4		5	6	7					8	9
Q	0	45	глины	2,23	1,5	20	10-90	90	70-80	1,5	2	3	Рыхлые сыпучие и плавучие
			суглинки	1,3	10	20	10-90	90	25-45	2,5	2	6-7	
			пески	2,0	5	-	10	250-750	55	1,5	1	5	
P ₂ ^{tat}	45	95	глины	2,3	10	20	90	90	25-45	4	2	2	Мягкие
			алевролиты	2,3	10	-	75	-	25-45	4	2	3-4	--
			песчаники	2,1	5	10-20	10-15	250	78-100	1,5	2	8	-
			доломиты	2,65	90-92	2-6	0-2	0,2	150	1,5-2	1	3	Средней твердости
			ангидриты	2,12	75-80	0-3	10	5-25	150	2		1	
			гипсы	1,2	10-12	4-10	10-15	0,1-1,5	30-70	2	1	3	Малой твердости
			известняки	2,4	80-90	5	2	5-25	50-300		1	3,5	

Продолжение таблицы А.3

P_2^{kz2}	95	150	Глины	2,3	10	20	90	90	25-45	4	2	2	Мягкие
			алевролиты	2,3	10	-	75	-	25-45	4	2	3-4	-
			песчаники	2,1	5	10-20	10-15	250	78-100	1,5	2	8	-
			доломиты	2,65	90-92	2-6	0-2	0,2	150	1,5-2	1	3	Средней твердости
			ангидриты	2,12	75-80	0-3	10	5-25	150	2	1	1	
			гипсы	1,2	10-1	4-10	10-15	0,1-1,5	30-70	2	1	3	Средней твердости
			известняки	2,4	80-90	5	2	5-25	50-300	2,5	1	3,5	-
P_2^{kz1}	150	200	Глины	2,3	10	20	90	90	25-45	4	2	2	Мягкие
			алевролиты	2,3	10	-	75	-	25-45	4	2	3-4	-
			песчаники	2,1	5	10-20	10-15	250	78-100	1,5	2	8	-
			доломиты	2,65	90-92	2-6	0-2	0,2	150	1,5-2	1	3	Средней твердости
			ангидриты	2,12	75-80	0-3	10	5-25	150	2	1	1	
			гипсы	1,2	10-12	4-10	10-15	0,1	30-70	2,5	1	3	Малой твердости

Продолжение таблицы А.3

			известняки	2,4	80-90	5	2	1,5	50-300	3	1	3,5	
P_2^{uf}	200	215	известняки	2,4	80-90	5	2	5-25	50-300	3	1	3,5	-
			глины	2,3	10	20	90	90	25-45	4	2	2	Мягкие
			доломиты	2,65	90-92	2-6	0-2	0,2	150	1,5-2	1	3	Средней твердости
P_2^{kg}	215	365	Ангидриты	2,12	75-80	0-3	0-3	5-25	150	2	1	1	
			Доломиты	2,65	90-92	2-6	2-6	0,2	150	1,5-2	1	3	-
			каменная соль	2,0	0	0	0	0	150	1	1	1	Малой твердости
P_1^{part-s}	365	535	Доломиты известняки	2,65	90-	2-6	0-2	0,2	150	1,5-	1	3	Средней твердости
				2,6	92	6-8	2-5	2-25	250	2	1	3,5	
P_1^{ass}	535	575	Доломиты известняки	2,65	90-	2-6	0-2	0,2	150	1,5-	1	3	Средней твердости
				2,6	92	6-8	2-5	5-25	250	2	1	3,5	
C_3	575	895	Доломиты	2,65	90-92	2-6	0-2	0,2	150	1,5-2	1	3	Средней твердости
			Известняки	2,6	85-95	6-8	2-5	5-25	250	1,5	1	3,5	

Продолжение таблицы А.3

			Ангидриты	2,12	75-80	0-3	10	5-25	150	2	1	1	Средней твердости
			Мергели	2,1	10	-	10-50	-	72	3	2	1,5	Мягкие
C_2^{mc}	895	1010	Доломиты известняки	2,65	90-	2-6	0-5	0,1-50	130	2	1	2,5	Средней твердости
				2,6	92 85-95	2-6	0-2	0,2	150	1,5-2	1	3	
C_2^{pd}	1010	1230	Доломиты известняки	2,65	90-	2-6	0-5	0,1-50	130	2	1	2,5	Средней твердости
				2,6	92 85-95	2-6	0-2	0,2	150	1,5-2	1	3	
C_2^{ks}	1230	1330	известняки	2,62	95	2-6	0-5	0,1-50	130	2	1	2,5	Средней твердости
C_2^{vr}	1330	1440	глины	2,4	5-10	6	70-80	5-25	75	3	3	3	Мягкие
			алевролиты	2,3	75	10-20	-	5-25	25-45	4	2	3-4	-
			песчаники	2,35	5-10	12	8-10	100	56-100	1,5	3	8	-
C_2^b	1440	1530	Доломиты Известняки	2,4	5-	6	70-80	5-25	75	3	3	3	Средней твердости
				2,65	10 90-92	2-6	0-2	0,2	150	1,5-2	1	3	
C_1^s	1530	1700	известняки	2,6	95	6-10	2-5	25	160	1,2-2,5	1	3	Средней твердости

Продолжение таблицы А.3

C_1^{tr}	1700	1720	глины Доломиты	2,4 2,65	5-10 90-92	2-6	6	70-80 0-2	5-25 0,2	75 150	3 1,5-2	3 1	3 3	Мягкие
														Средней твердости
C_1^{vn-mh-} C_1^{al}	1720	1845	Известняки	2,65	4	6-8		7-11	7-11	230	1,2-2,5	1	3	Средней твердости
C_1^{tl}	1845	1910	Известняки Глины	2,65 2,4	4	6-8 6		7-11 70-80	7-11 70-80	230 75	1,2-2,5 3	1 3	3 3	-
														Мягкие
C_1^{bb}	1910	1960	Песчаники	2,35	5-10	12		8-10	100	56-100	1,5	3	8	Мягкие
			Алевролиты	2,3	75	10-20		-	5-25	25-45	4	2	3-4	-
			Глины	2,4	5-10	6		70-80	5-25	56-100	3	3	3	-
C_1^t	1960	2060	Известняки Доломиты	2,6 2,65	80-90 90-92	4,1 2-6		3 0-2	10-50 0,2	220 150	2 1,5-2,5	1 1	3 3	Средней твердости
D_3^{zv}	2060	2140	Известняки Доломиты	2,6 2,65	80-90	4,1 2-6		3 0-2	10-50 0,2	220 150	2 1,5-	1 1	3 3	Средней твердости

Продолжение таблицы А.3

D_3^{fm}	2140	2520	Известняки Доломиты	2,6 2,65	80- 90	4,1 2-6	3 0-2	10-50 0,2	220 150	2 1,5-	1 1	3 3	Средней твердости
D_3^{vr}	2520	2580	Известняки Доломиты	2,6 2,65	80- 90 90- 02	4,1 2-6	3 0-2	10-50 0,2	220 150	2 1,5- 2,5	1 1	3 3	Средней твердости
D_3^{br}	2580	2630	Известняки Доломиты	2,6 2,65	80- 90 90	4,1 2-6	3 0-2	10-50 0,2	220 150	2 1,5- 2,5	1 1	3 3	Средней твердости
D_3^{dm-} D_3^{sr}	2630	2680	Известняки Доломиты	2,6 2,65	80- 90 90- 02	4,1 2-6	3 0-2	10-50 0,2	220 150	2 1,5- 2,5	1 1	3 3	Средней твердости
D_3^{tm}	2680	2700	Глины	2,4	5- 10	6	70-80	5-25	75	3	3	3	Мягкие
			Песчаники	2,35	5-	12	8-10	100	56-	1,5	3	8	-
			Алевролиты	2,3	75	10-12	70-80	5-25	75	4	2	3-4	-
D_3^{ps}	2700	2730	Песчаники	2,35	5-	12	8-10	100	56-	1,5	3	8	-
			Глины	2,4	10	6	70-80	5-25	100	3	3	3	-
D_2^{mul}	2730	2750	Глины	2,4	5- 10	6	70-80	5-25	75	3	3	3	-
D_2^{ard}	2750	2790	Глины	2,4	5- 10	6	70-80	5-25	75	3	3	3	Мягкие
			Алевролиты	2,3	75	10-12	-	5-25	25- 45	4	2	3-4	-
			Песчаники	2,35	5- 10	12	70-80	100	75	1,5	3	8	-

Продолжение таблицы А.3

D_2^{vb}	2790	2830	Алевролиты	2,3	75	10-20	-	5-25	25-45	4	2	3-4	-
			Известняки	2,6	80-	4,1	3	10-50	220	2	1	3	Средней твердости
			Глины	2,4	5-	6	70-80	5-25	75	3	3	3	Мягкие
			Песчаники	2,35	5-10	12	8-10	100	56-100	1,5	3	8	-
Ar	2830	2850	Биотитовые гранито-гнейсы	2,5	-	3	3,14	0,14	30	1,5	2	9	Средней твердости

Давление и температура по разрезу скважины представлена в таблице А.4.

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Пласт овое давле ние, МПа	Градиент давления		Давлен ие гидро разрыва , МПа	Градиент давления				Температур а С ⁰
	от (верх)	до (низ)		пластового			гидро разрыва		горного давления		
				МПа на м			МПа на м		МПа на м		
				от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	4	5	-	-	0,0191	0,002	0,002	5
P_2^{tat}	45	95	0,45	0,01	0,01	1,81	0,0191	0,0191	0,002	0,002	6
P_2^{kz}	95	200	0,95	0,01	0,01	3,82	0,0191	0,0191	0,002	0,002	8
P_2^{uf}	200	215	2	0,01	0,01	4,11	0,0191	0,0191	0,002	0,002	8
P_2^{kg}	215	365	2,15	0,01	0,01	6,97	0,0191	0,0191	0,002	0,002	8
P_1^{art-s}	365	535	3,65	0,01	0,01	10,22	0,0191	0,0191	0,002	0,002	10
P_1^{ass}	535	575	5,35	0,01	0,01	10,98	0,0191	0,0191	0,002	0,002	14
C_3	575	895	5,75	0,01	0,01	17,09	0,0191	0,0191	0,002	0,002	15
C_2^{mc}	895	1010	8,95	0,01	0,01	19,29	0,0191	0,0191	0,002	0,002	19
C_2^{pd}	1010	1230	10,10	0,01	0,01						

Продолжение таблицы А.4

C_2^{ks}	1230	1330	12,3	0,01	0,01	23,49	0,0191	0,0191	0,002	0,002	21
C_2^{vr}	1330	1440	13,3	0,01	0,01	25,4	0,0191	0,0192	0,002	0,002	25
C_2^b	1440	1530	14,6	0,01	0,01	27,67	0,0192	0,0193	0,002	0,002	27
C_1^s	1530	1700	15,3	0,01	0,01	28,12	0,0193	0,0194	0,002	0,002	31
C_1^{tr}	1700	1720	17	0,01	0,01	33,47	0,0197	0,0197	0,002	0,002	34
C_1^{vn-mh-} C_1^{al}	1720	1845	17,2	0,01	0,01	33,92	0,0197	0,0197	0,002	0,002	34
C_1^{tl}	1845	1910	18,45	0,01	0,01	36,83	0,02	0,02	0,002	0,002	34
C_1^{bb}	1910	1960	19,45	0,01	0,01	39,24	0,0201	0,0201	0,002	0,002	36
C_1^t	1960	2060	19,8	0,01	0,01	40,06	0,0202	0,0203	0,002	0,002	38
D_3^{zv}	2060	2140	20,6	0,01	0,01	42,08	0,0204	0,0206	0,002	0,002	40
D_3^{fm}	2140	2520	21,4	0,01	0,01	44,00	0,0206	0,021	0,002	0,002	42
D_3^{vr}	2520	2580	25,2	0,01	0,01	52,93		0,0211	0,002	0,002	43
D_3^{br}	2580	2630	28,57	0,01	0,01	55,03	0,021	0,0211	0,002	0,002	51

Продолжение таблицы А.4

D_3^{dm-} D_3^{sr}	2630	2680	26,1	0,01	0,01	55,54	0,0211	0,0212	0,002	0,002	52
D_3^{tm}	2680	2700	26,3	0,01	0,01	56,82	0,0211	0,0212	0,002	0,002	53
D_3^{ps}	2700	2730	27,1	0,01	0,01	57,6	0,0212	0,0213	0,002	0,002	53
D_2^{mul}	2730	2750	27,3	0,01	0,01	58,04	0,0213	0,0213	0,002	0,002	53
D_2^{ard}	2750	2790	27,5	0,01	0,01	58,51	0,0213	0,0213	0,002	0,002	54
D_2^{vb}	2790	2830	27,9	0,01	0,01	59,45	0,0213	0,0213	0,002	0,002	54
Ar	2830	2850	28,3	0,01	0,01	60,39	0,0213	0,0214	0,002	0,002	55

Приложение Б
Характеристика газонефтеводоносности месторождения

В таблице Б.1 представлена нефтегазоводоносность разреза скважины

Таблица Б.1 – Нефтегазоводоносность разреза скважины

Индекс стратиг- рафичес- кого подразд- еления	Интервал		Тип коллект- ора	Порист- ость,%	Прониц- аемость ,мкм ²	Плотность, кг/м ³		Подвиж- ность, мкм ²	Свобод- ный дебит, м ³ /сут	Газовы- й фактор (для нефтян- ых пласто- в), м ³ /м ³	Относительн- ая по воздуху плотность газа
	от	до				В пластовых условиях	После дегазации				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C_2^b	144 0	153 0	Карбона- тный- трещинн- ый	23	0,507	746	816	0,129	5,8	35	0,885
C_1^{bb}	191 0	196 0	Карбона- тный - поровый	15,5	0,697	801	835	0,269	125,7	23,5	1,18
C_1^{bb}	192 5	194 5		15,5	0,697	801	835	0,269	125,7	23,5	1,205
C_1^t	196 0	206 0	Карбона- тный- трещинн- ый	13,6	0,068	778	839	0,003	5	21,2	1,363

Продолжение таблицы Б.1

D_3^{br}	258 0	263 0		14,3	0,195	706	825	0,064	5	157,3	1,023
D_3^{tm}	268 5	269 5	Карбона тний- трещинн ый	17,5	0,095	750	805	0,098	3,5	135,9	0,891
D_3^{ps}	270 0	271 0		17,5	0,095	803	805	0,098	155,7	105	0,891
D_3^{ps}	272 0	273 0		17,5	0,095	803	805	0,098	155,7	105	0,891

В таблице Б.2 представлена водоносность разреза скважины

Таблица Б.2 – водоносность разреза скважины

Индекс стратиграфическ ого подразделения	интервал		Тип коллекто ра	Плотност ь, кг/м ³	Свободны й дебит, м ³ /сут	Фазовая Проницаемос ть ,мкм ²	Степень минерализации, г/л
	От(вер х)	До(ни з)					
Q	5	15	Карбонат ный - поровый	990	-	200-2500	0,99
P_2^{tat}	55	60	Карбонат ный - поровый	1001	-	200-2500	1,5-2,4
P_2^{kz}	150	200	Карбонат ный- трещинн ый	1040	-	0,5-750	0,4-6
C_2^{vr}	1428	1438	Карбонат ный - поровый	1020	-	0,5-16	34

Продолжение таблицы Б.2

C_2^b	1552	1560	Карбонат ный- трещинн ый	1160	-	0,1-750	232
C_1^{bb}	2142	2150	Карбонат ный - поровый	1171	-	0,1-750	245
C_1^t	2168	2170	Карбонат	1160	-	0,1-750	181,1
D_3^{br}	2784	2790	ный- трещинн ый	1180	-	0,1-750	239,3

Приложение В
Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания, м		Максимальная интенсивность поглощения м ³ /ч	условия возникновения поглощения(повышение плотности бурового раствора, гидродинамическое давление и др)
	От(вер х)	До(низ)		
p_2^{kz}	100	150	10-15	Повышение плотности бурового раствора и гидродинамических давлений при выполнении технологических операций сверх градиента поглощение
p_1^{art-s}	380	400	10-15	
c_2^b	1510	1530	До полного	
C_1^s	1555	1585	До полного	
C_1^s	1605	1635	До полного	
C_1^{vn-mh-} C_1^{al}	1770	1820	10-15	
C_1^t	2005	2015	До полного	
D_3^{zv}	2080	2100	До полного	
D_3^{zv}	2120	2140	До полного	
D_3^{fm}	2140	2170	До полного	
D_3^{fm}	2240	2280	До полного	

Таблица В.2 – осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Мероприятия по ликвидации последствий(проработка, промывка и т.д.)
	От(вер х)	До(низ)	Тип раствора	Плотнос ть кг/м ³	Дополнитель ные данные по раствору, влияющие на устойчивост ь пород	
Q, N, P_2^{tat}	0	95	Нестабилизир ованный глинистый	1080	условная вязкость 25- 30 с	Снизить время контакта бурового раствора с отложениями неустойчивых горных пород путем исключения непроизводительных затрат времени. в случае возникновения осложнений обработать буровой раствор, проработать ствол скважины, при отсутствии результата провести укрепляющие цементные заливки осложненных интервалов, количество заливок –до 3-х. В случае отсутствия положительного результата дальнейшие работы вести по дополнительному плану, согласованному с проектной организацией и заказчиком.
C_2^{vr}	1330	1440	стабилизиров анный глинистый	1100	условная вязкость ниже 35 с, водоотдача выше 15 см ³ /30 мин	
C_1^{tr}	1700	1720				
C_1^{tl}	1845	1960				
$D_3^{tm,ps}$ $D_2^{mul,ard,vb}$	2680	2830				

Таблица В.3 – нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Интервал залегания, м		Вид проявлени я флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликви дации газопр оявле ния, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления(в виде пленок нефти, пузырьков, газа, перелива, воды, увеличения водоотдачи и т.д.)
	От(в ерх)	До (н из)			Внутрен него	наруж ного		
C_2^b	1440	14 60	нефть		746	746	Снижение противодавления на проявляющие пласты в результате понижения плотности бурового раствора, недолива скважины и эффекта поршневания при СПО	Газонефтяной фонтан
C_1^{bb}	1910	19 20	нефть		801	801		
C_1^{bb}	1925	19 45	нефть		801	801		
C_1^t	1960	19 80	нефть		778	778		
D_3^{br}	2580	26 10	нефть		706	706		
D_3^{tm}	2685	26 95	нефть		750	750		
D_3^{ps}	2700	27 10	нефть		803	803		
D_3^{ps}	2720	27 30	нефть		803	803		

Таблица В.4 – прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания, м		Вид прихвата(от перепада давления, заклинки, сальникообразование и.т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки(да, нет)	условия возникновения
	От (верх)	До (низ)		тип	Плотность, кг/м ³	Водоотдача, см ³ /30 мин	Смазываются ли(название)		
Q, N, P_2^{tat}	0	95	Сальникообразование, прилипание к стенке скважины	Нестабильный глинистый	1080	Нерегулируется	Графит ГЛ-1 Смазка ФК-1	Да- оставление инструмента в скважине без движения не более чем на 10 мин	1. нарушение плотности и реологических параметров бурового раствора. 2. Нарушение режима промывки скважины. 3. Оставление бурильного инструмента без движения в скважине.
C_2^{vr}	13 30	14 40	Заклинки инструмента , Сальникообразование	Нестабильный глинистый	1100	15			
C_1^{tr}	17 00	17 20	Заклинки инструмента , Сальникообразование						

Продолжение таблицы В.4

C_1^{tl}	18 45	19 60	Заклинки инструмента, Сальникооб- азования						
$D_3^{tm,ps}$ $D_2^{mul,ard,vb}$	26 80	28 30	От перепада давления		112 0				

Приложение Д

Таблица Д.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК. 46мм		Интервал для отбора керна	
			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
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,00	516,60	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	175,64	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,08	11,06	1,3	179,65	7,48	1033,66	3,17	438,06
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	3,76	0,00	61,08	0,00	351,44	0,00	148,94
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	4,00	46,40	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	15,78	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,40	-	-	0,08	1,15	1,3	18,72	7,48	107,71	3,17	45,65
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	0,39	-	6,36	-	36,62	-	15,52
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,00	1011,44	0,08	20,23	1,3	328,72	7,48	1891,39	3,17	801,57
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433,00	4,00	5732,00	0,08	114,64	1,3	1862,9	7,48	10718,84	3,17	4542,61
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4,00	615,00	-	-	-	-	7,48	1150,05	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	-	-	-	-	1,3	291,98	2,53	567,56	3,17	711,98
Прокат ВЗД	сут	19,46	4,00	77,84	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,3	120,46	7,48	693,1	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	-	-	3,17	763,81
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,90	4,00	35,60	0,27	2,40	1,3	11,57	7,48	66,57	3,17	28,21

Продолжение таблицы Д.1.

Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54	-	-	0,27	2,04	1,3	9,8	7,48	56,4	3,17	23,9
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,27	40,36	1,3	194,32	7,48	1118,11	3,17	473,85
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4,00	182,16	-	-	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	-	0,27	29,14	1,3	140,31	7,48	807,32	3,17	342,14
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,00	135,68	0,08	2,71	1,3	44,10	7,48	253,72	3,17	107,53
Автомобильный спец транспорт	сут	100,40	4,00	401,60	0,08	8,03	1,3	130,52	7,48	750,99	3,17	318,27
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,00	22,12	0,27	1,49	1,3	7,19	7,48	41,36	3,17	17,53
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,00	677,16	0,06	10,16	1,36	230,23	8,19	1386,49	1,86	314,88
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,40	-	-	2,00	150,80	10,00	754,00	-	-	-	-
Сода каустическая	т	875,20	-	-	0,05	46,39	0,28	241,56	0,07	59,51	0,06	50,76
Сода кальцинированная марки	т	183,30	-	-	0,03	4,77	0,14	25,30	0,14	24,75	0,01	2,38
KCl	т	215,60	-	-	-	-	13,80	2975,28	-	-	1,20	258,72
REACAP, REASTAB	т	983,00	-	-	-	-	-	-	1,22	1199,26	-	-
Полиаминированная жирная кислота EZ-MUL	т	1054,10	-	-	-	-	-	-	5,00	5270,50	5,00	5270,50
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,60	-	-	-	-	-	-	14,00	2780,40	2,00	397,20
Ксантановая камедь	т	3000,00	-	-	-	-	-	-	0,10	300,00	0,10	300,00
Барит	т	270,00	-	-	-	-	15,00	4050,00	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4,00	1,40	3,20	1,12	6,00	2,10	12,00	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,20	186,82	10,60	176,81	18,00	300,24
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	2,08	41,75	10,41	209,11	20,52	412,10	8,37	168,09
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		-	-	9647,34		2250,05		14807,23		55530,42		19679,68
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Затраты зависящие от объема работ												
ПЗ393,7М-ЦГВУ R 370	шт.	4852,00	-	-	0,14	679,28	-	-	-	-	-	-
ПЗ295,3С-ГВ R 166	шт	5234,00	-	-	-	-	0,30	1570,20	-	-	-	-
БИТ 215,9 ВТ 613 У IADC S432	шт	8845,60	-	-	-	-	-	-	0,86	7607,22	-	-

Продолжение таблицы Д.1.

Калибратор 8К 393,7 МС	шт.	471,20	-	-	1,00	471,20	-	-	-	-	-	-
Калибратор 8К 295,3 МС	шт.	458,90	-	-	-	-	1,00	458,90	-	-	-	-
Калибратор 1КС 215,9 СТ	шт.	442,60	-	-	-	-	-	-	1,00	442,60		
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,40	90,34	24,80	121,77	48,60	238,63	60,90	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61	1,00	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	1268,00										
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0		1247,43		2157,48		18751,85		2380,67	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	9647,34		1740,49		16259,58		85980,52		28491,31	
Всего по сметному расчету, руб		261978,22										

Таблица Д.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК. 146мм		Интервал для отбора керна	
			КОЛ-ВО	СУММА	КОЛ-ВО	СУММА	КОЛ-ВО	СУММА	КОЛ-ВО	СУММА
1		2	5	6	7	8	9	10	11	12
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,94	121,40	1,96	253,13	2,31	298,34	2,32	298,63
Социальные отчисления, 30%		-	-	36,42	-	75,94	-	89,50	-	89,89
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,94	10,90	1,96	22,74	2,31	26,80	2,32	26,91
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,27	-	6,82	-	8,04	-	8,07
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,94	7,09	1,96	14,78	2,31	17,42	2,32	17,49
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,94	237,69	1,96	495,61	2,31	584,11	2,32	586,64
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,94	1347,02	1,96	2808,68	2,31	3310,23	2,32	3324,56
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,94	394,24	1,96	822,02	2,31	968,81	2,32	973,01
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,94	130,56	1,96	272,22	2,31	320,84	2,32	322,22
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,94	95,60	1,96	197,65	2,31	232,94	2,32	233,95
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,94	8,37	1,96	17,44	2,31	20,56	2,32	20,56
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,94	94,38	1,96	196,78	2,31	231,92	2,32	232,93
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,94	159,13	1,96	331,81	2,31	391,06	2,32	392,75
Эксплуатация бульдозера	сут	18,40	0,94	17,30	1,96	36,06	2,31	46,50	2,32	42,69

Продолжение таблицы.Д.2

Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,94	31,88	1,96	66,48	2,31	85,72	2,32	78,69
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6,00	49,26	21,00	172,41	16,00	131,36	5,00	41,05
Башмак колонный БК-324	шт	85,50	1,00	85,50	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245	шт	65,00	-	-	1,00	65,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Башмак колонный БК-146	шт	34,00	-	-	-	-	1,00	34,00	-	-
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,40	-	-	25,00	635,00	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-146/221	шт	18,70	-	-	-	-	35,00	654,50	-	-
ЦОКДМ-324	шт	125,60	1,00	125,60	-	-	-	-	-	-
ЦКОДМ-245	шт	113,10	-	-	1,00	113,10	-	-	-	-
ЦКОД-146	шт	105,00	-	-	-	-	1,00	105,00	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-324	шт	80,50	1,00	80,50	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-245	шт	59,15	-	-	1,00	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-146	шт	30,12	-	-	-	-	1,00	30,12	-	-
ПХН1.114/178	шт	700,00	-	-	-	-	-	-	1,00	700,00
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	3960,00	1,00	3960,00	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320,00	-	-	1,00	3320,00	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-146	шт	2980,00	-	-	-	-	1,00	2980,00	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				6996,10		9982,83		10556,40		7391,13
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 324x9,5	м	37,21	60,00	2232,60	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,6	м	28,53	-	-	1028,00	29328,84	-	-	-	-
Обсадные трубы 146x9,2	м	21,47	-	-	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 146x10,4	м	26,67	-	-	-	-	3434,00	91584,78		
Обсадные трубы 114x6,4	м	11,42	-	-	-	-	-	-	401,00	4579,42

Продолжение таблицы.Д.2

Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,79	74,88	25,87	694,35	-	-	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100	т	29,95	-	-	-	-	16,70	500,17	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ- III – об– (4-6) –50	т	32,00	-	-	-	-	19,40	620,80	-	-
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/о п	145,99	2,00	291,98	3,00	437,97	5,00	729,95	-	-
1		2	5	6	7	8	9	10	11	12
Затворение цемента, тампонажный цех, т	т	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	36,10	216,96	-	-
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,40	1,00	36,40	1,10	40,04	1,67	60,79	-	-
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/о п	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	1,00	87,59	-	-
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/о п	80,60	-	-	-	-	1,00	80,60	-	-
Пробег ЦА-320М	км	36,80	3,00	110,40	8,50	312,80	14,00	515,20	-	-
Пробег УС6-30	км	36,80	1,00	36,80	3,00	110,40	4,00	147,20	-	-
Пробег КСКЦ 01	км	40,80	-	-	-	-	1,00	40,80	-	-
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16,00	247,84	24,00	371,76	-	-
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	4,57	85,66	82,25	1543,01	88,71	1664,20	20,03	375,76
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,50	18,76	7,50	281,40	14,00	525,28	3,00	112,56
Перевозка вахт автотранспортом		6351,60								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	2991,84		33239,72		97146,07		5067,74	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб		138445,38								
Всего по сметному расчету, руб		181433,88								

Приложение Е. Сводный сметный расчет

Таблица Е.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания для Томской области на январь 2018 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	17 059 402
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 670 006
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	495 605
	Итого по главе 1	93 656	20 225 013
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	38 437 804
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 451 248
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 002 785
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	361 500
	Итого по главе 2	204 924	44 253 338
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	259 700	56 082 271
3.2	Крепление скважины	181 434	39 180 646
	Итого по главе 3	441 134	95 262 918
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 031 290
4.2	Консервация скважины	6 872	1 484 008
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 744 876
	Итого по главе 4	28 989	6 260 175
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	51 713	11 167 540
	Итого по главе 5	51 713	11 167 540
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	3 481 831
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 579 134
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 610 229
	Итого по главе 6	58 677	12 671 194
	ИТОГО прямых затрат	879 093	189 840 178

Продолжение таблицы. Е.1.

1	2	3	4
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	219 773	37 398 515
1	Итого по главе 7	219 773	37 398 515
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	87 909	11 361 935
	Итого по главе 8	87 909	11 361 935
	ИТОГО по главам 1-8	1 186 776	238 600 627
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	290 760	6 346 777
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	52 218	1 264 583
9.3	Северные надбавки 2,98%	35 366	7 110 299
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 150 000
9.6	Транспортировка керна в п. Каргасок	-	11 456
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	446 344	37 224 400
	ИТОГО по гл 1-9	1 663 120	275 825 028
	Глава 10		
10	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 374	493 699
	Итого по главе 10	2 374	493 699
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	81 656	2 644 501
	Итого по главе 12	81 656	2 644 501
	ИТОГО	1 717 150	278 469 528
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		278 469 528
	НДС		50 124 515
	ВСЕГО с учетом НДС		328 594 044

Приложение Ж

Таблица Ж– Расчет эффективности внедрения матричного долота

№ п/п	Показатель	Используемое долото: БИТ 215,9 ВТ 613 У	Внедряемое долото БИТ 215,9 ВТ 613 УМ
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Гидравлический забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	1810	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	950-2760	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3000	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	25,5	28
7	Время СПО, ч	5,94	
8	Цена долота в ценах 2018 г., руб	381 600	773 400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	1810	
10	Количество долблений	$1810/3000 = 0,603$	$1810/4500 = 0,224$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$1810/25,5 = 70,98$	$1810/28 = 64,64$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$70,98 + 5,94 = 76,92$	$64,64 + 5,94 = 70,58$
13	Экономия времени, ч	$76,92 - 70,58 = 6,34$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$381\ 600 * 0,603 = 230104,8$	$773\ 400 * 0,224 = 173241,6$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$76,92 * 45825,4 = 3524889,77$	$70,58 * 45825,4 = 3234356,73$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$230104,8 + 3524889,77 = 3754995$	$173241,6 + 3234356,73 = 3407598$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$3754995 - 3407598 = 347397$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$347397/1810 = 192$	
20	Экономический эффект на долото	$192 * 4500 = 864000$	

Продолжение таблицы ж

21	Срок предполагаемой окупаемости вложений, лет	$773\,400/864\,000 = 0,9$
----	---	---------------------------

Приложение 3 Расчет молниезащиты

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и привышечных сооружений от прямых ударов молний является стержневые молниеотводы. Молниеотводы состоят из молниеприемников, тоководов и заземления. Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме вышки, тоководы электрически соединяют металлоконструкцию буровой с заземлением. В качестве тоководов будет служить буровая вышка.

Схема для расчета молниезащиты буровой установки представлена на рисунке 3.1.

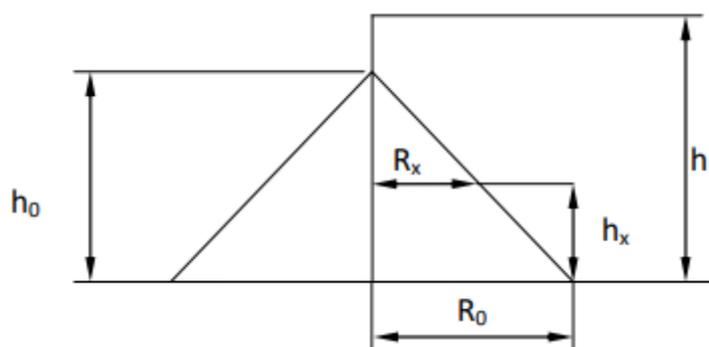


Рисунок 3.1 – Схема для расчета молниезащиты буровой установки.

На рисунке обозначены: h_x – высота оборудования; h – высота вышки с молниеотводом ($h = 46$ м); h_0 – высота вышки ($h_0 = 45$ м.); R_x – радиус зоны защиты на уровне высоты вышки; R_0 – радиус зоны защиты на земле.

Расчет молниезащиты производится для зоны А [19].

Число ожидаемых ударов молнии на месте производства работ определяется по формуле (П.1):

$$N = (S + 6 * h_x) * (L + 6 * h_x) * n * 10^{-6},$$

где S – ширина основания буровой, м ($S = 18$ м); L – длина основания буровой, м ($L = 36$ м); n – число ожидаемых ударов молнии в 1 км^2 (для Томской области $n = 6$); h_x – отметка пола буровой, м ($h_x = 4$ м).

$$N = (18 + 6 * 4) * (36 + 6 * 4) * 6 * 10^{-6} = 0,01512 \text{ шт.}$$

Радиусы зон защиты на уровне высоты оборудования и земли определяются по формулам (П.2) и (П.3) соответственно:

$$R_0 = (1,1 - 0,002 * h) * h = (1,1 - 0,002 * 42) * 42 = 42,7 \text{ м},$$

$$R_x = (1,1 - 0,002 * h) * (h - h_x / 0,85) = (1,1 - 0,002 * 42) * (42 - 4 / 0,85) = 37,9 \text{ м}.$$

Таким образом, получаем, что радиус конуса защиты составляет 42,7 м на поверхности земли и 37,9 м на уровне высоты оборудования.