

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2470 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143: 622.243.22(24:181m2470): 622.323(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Гребенкин Вячеслав Леонидович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность: Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Гребенкину Вячеславу Леонидовичу

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2470 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2019 №1016/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Томской области), с ожидаемым притоком $Q = 120,7 \text{ м}^3/\text{сутки}$.
--	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	– Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна; – Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); – Выбор буровой установки. – Анализ применения цементировочного агрегата с автоматической системой приготовления в ПАО «Сургутнефтегаз».
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Анализ применения цементировочного агрегата с автоматической системой приготовления РСТ-621А в ПАО «Сургутнефтегаз»	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	12.02.2019
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б4Б	Гребенкин Вячеслав Леонидович		

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

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

Форма представления работы:

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 февраля	1. Общая и геологическая часть	10
05 марта	2. Технологическая часть	40
29 марта	3. Специальная часть	20
15 мая	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурс- сбережение	15
15 мая	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Гребенкину Вячеславу Леонидовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

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 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.02.2019
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Гребенкин Вячеслав Леонидович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Гребенкину Вячеславу Леонидовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды</i> (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i>	При строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2470 метров на нефтяном месторождении (Томская область) могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается, негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.
2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i>	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.3.009-76 ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 23407-78 ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.006-84 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.4.002-97 ГОСТ 12.4.024-86 ГОСТ 12.1.007-76

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)	Вредные факторы 1. Превышение уровней шума. 2. Тяжесть физического труда. 3. Превышение уровней вибрации. 4. Повреждения в результате контакта с насекомыми. 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молнии защита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Опасные факторы 1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов. 4. Электрический ток. 5. Пожароопасность.
3. Охрана окружающей среды: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	Рассмотреть какие факторы при строительстве скважин на нефть и газ могут влиять на окружающую природную среду: анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Рассмотреть какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при строительстве скважин на нефть и газ. Прописать как предотвратить ЧС. Выбрать типовую и разработать план действий.
5. Правовые и организационные вопросы обеспе-	Специальные правовые нормы трудо-

чения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	вого законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.02.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Гребенкин Вячеслав Леонидович		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 68 страниц, 4 рисунков, 31 таблицы, 45 литературных источников, 8 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 2470 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство вертикальной разведочной скважины на нефть глубиной 2470 м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации строительству, охране труда и окружающей среды.

В работе рассмотрен вопрос: анализ применения цементировочного агрегата с автоматической системой приготовления в ПАО «Сургутнефтегаз».

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

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CorelDraw».

Определения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями.

Скважина: цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

Газонефтеводопроявление: поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

Нефтегазоводоносность: содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;

СПО – спускоподъемные операции;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	16
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	17
1.1 Геологические условия бурения скважины	17
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)	18
1.3 Зоны возможных осложнений	18
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	19
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	19
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	19
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений	20
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.2.3 Выбор интервалов цементирования	21
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	21
2.3 Углубление скважины	21
2.3.1 Выбор способа бурения	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	22
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	25
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	27
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	28
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	30
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	30
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	32
2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн	32
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	32
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	33
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	34

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементировании эксплуатационной колонны.....	35
2.4.2.1 Обоснование способа цементировании.....	35
2.4.2.2 Расчет объёмов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора.....	35
2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования.....	36
2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	37
2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	38
2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта.....	38
2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя.....	38
2.5 Выбор буровой установки.....	39
3 ПРИМЕНЕНИЕ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОГО АГРЕГАТА С АВТОМАТИЧЕСКОЙ СИСТЕМОЙ ПРИГОТОВЛЕНИЯ РСТ-621А В ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ».....	41
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ.....	42
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	42
4.1.2 Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	43
4.1.3 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	44
4.1.4 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	46
4.1.5 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	46
4.1.6 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	46
4.1.7 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	48
4.1.8 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	48
4.1.9 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.....	49

4.2 Линейный календарный график выполнения работ.....	49
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины.....	51
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	51
4.4 Расчет технико-экономических показателей.....	51
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	54
5.1 Профессиональная социальная ответственность.....	54
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	56
5.2. Экологическая безопасность.....	58
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	59
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	61
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	64
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	64
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	69
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	74
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	76
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	80
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	83
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	86
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	94
ПРИЛОЖЕНИЕ И.....	97

ВВЕДЕНИЕ

Среди различных видов исследований в процессе поисково-разведочных работ значительное место занимает бурение скважин. Особое внимание уделяется исследованиям в процессе или по результатам бурения: проводят опробование скважин, отбор керна при бурении и его изучение, отбор проб нефти, газа и воды, и их изучение, и конечно снятие каротажных диаграмм.

Отличие скважин, которые бурят в процессе поисково-разведочных работ, от скважин, которые бурят при разработке месторождений, в основном сводятся к различию в глубине скважин и объеме исследований, проводимых при бурении.

Разведочные скважины бурятся с целью оценки запасов открытых залежей и месторождений. По данным разведочных скважин определяется конфигурация залежей нефти и газа, и рассчитываются параметры продуктивных пластов и залежей, определяется положение ВНК, ГНК, ГВК. Проводится большой комплекс исследований, включая отбор и исследование керна, отбор проб флюидов и исследование их в лабораториях, опробование пластов в процессе бурения и испытание их после окончания бурения, ГИС и другие.

В данной ВКР представлен проект на строительство вертикальной разведочной скважины глубиной 2470 метров на площади Томской области.

Проект разработан в соответствии с заданием на проектирование и включает в себя необходимые данные и расчеты для строительства проектируемой скважины.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины – в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины – в таблице А.3 приложения А.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 2443–2445 метров представлен алевролитом, плотностью 2400 кг/м³.

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Давление по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент			
			пластового давления	порового давления	гидроразрыва пород	горного давления
	от	до	доли ед.	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м
1	2	3	4	5	6	7
Q	0	50	0,100	0,100	0,200	0,200
P ₃ nk	50	170	0,100	0,100	0,200	0,200
P ₃₋₂ cg	170	330	0,100	0,100	0,200	0,200
Pg ₂ ll	330	480	0,100	0,100	0,200	0,210
Pg ₁ tl	480	560	0,100	0,100	0,200	0,220
K ₂ gn	560	750	0,100	0,100	0,200	0,220
K ₂ sl	750	800	0,100	0,100	0,200	0,220
K ₂ ip	800	875	0,100	0,100	0,200	0,230

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
K ₂ kz	875	895	0,100	0,100	0,200	0,230
K ₂ -1 pk	895	1550	0,100	0,100	0,180	0,230
K ₂ -1pk	1550	1620	0,103	0,103	0,170	0,230
K ₁ al	1620	1640	0,103	0,103	0,170	0,240
K ₁ vr	1640	2035	0,104	0,104	0,170	0,240
K ₁ tr	2035	2155	0,102	0,102	0,170	0,240
K ₁ klm	2155	2420	0,102	0,102	0,170	0,240
J ₃ bg+J ₃ gr	2420	2443	0,102	0,102	0,170	0,240
J ₃ vs	2443	2445	0,102	0,102	0,170	0,240

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеводоносности, нефтеносности, газоносности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтеводоносность, нефтеносность, газоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
Водоносность				
50	170	поровый	1,00	200
895	1500	поровый	1,01	200
1620	1700	поровый	1,01	3
2100	2300	поровый	1,01	12
Нефтеносность				
1550	1556	поровый	0,735	0-7
1716	1722	поровый	0,783	0-10
1805	1825	поровый	0,782	0-10
1839	1843	поровый	0, 742	0-10
1947	1952	поровый	0,746	0-10
2065	2070	поровый	0,76	0-10
2355	2370	поровый	0,74	0-11
2443	2445	поровый	0,742	120,7

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	560	осыпи и обвалы стенок скважины	
895	1640		
1640	2155		
2443	2445		
50	170	нефтеводопроявления	вода
895	1500		вода
1550	1556		нефть
1620	1700		вода
1716	1722		нефть
1805	1825		нефть
1839	1843		нефть
1947	1952		нефть
1970	2035		вода
2065	2070		нефть
2100	2300		вода
2355	2370		нефть
2443	2445		нефть
0	560	прихватоопасные зоны	при нахождении бурильного инструмента в скважине без движения и нарушение режима промывки
560	895		
895	2035		
2035	2420		
0	170	поглощение бурового раствора	до полного поглощения
1620	1640		
1640	2155		
2443	2445		
0	560	прочие возможные осложнения	превышение проектной интенсивности искривления в интервале набора кривизны

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется вертикальная разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проекторочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа [38, 45].

2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора [14-20].

Совмещённый график давлений представлен на рисунке 1.

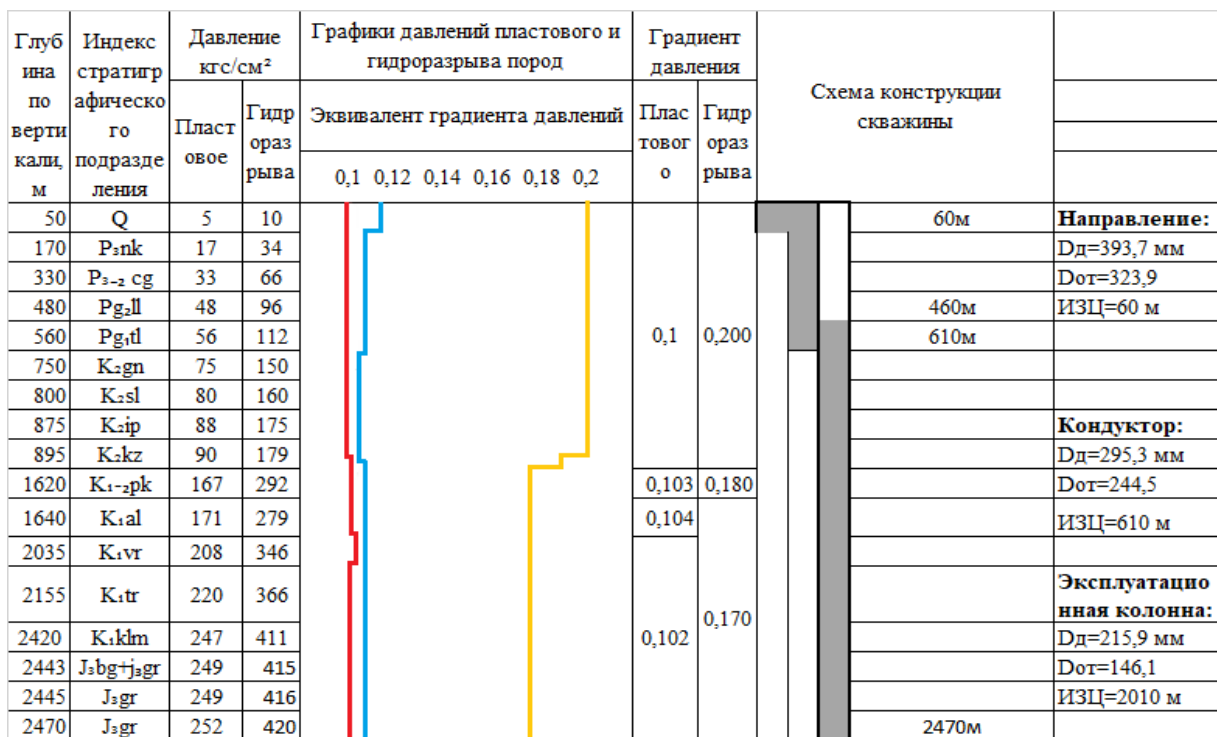


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направления спускается на глубину 60 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 50 м (приложение А, таблица А.1) и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы [15, 43].

2. Кондуктор спускается на глубину 610 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–610 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2470 м с учетом предотвратить интервалы несовместимые по условиям бурения.

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования [19, 31, 32, 38, 41]:

1. Направление: интервал цементирования 0–60 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0–610 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 460–2470 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины [41, 44].

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$:

$$P_{\text{му}} = 7,13 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКО1-21-146x245 К1 ХЛ**.
2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению: **ОП5–230/80x21**.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения вы-

бирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ 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 по изучению физико-механических свойств горных пород, геологического разреза скважины, так же по опыту пробуренных на месторождении скважин. Исходя из данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4 [16, 17, 19, 20, 35, 36].

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–60	направление	роторный
60–610	кондуктор	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
610–2470	эксплуатационная колонна	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов [18-20, 35].

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-610	610-2470
Шифр долота		III 393,7 М-ЦВ	PDC 295,3 FD 516 SM	БИТ 215,9 В 713 У
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		М	СТ	СТ
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	3 171	3 152	3 117
	API	6 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0.41	0,4	0,4
Масса, кг		150	75	43
G, тс	Рекомендуемая	14-28	14	2-12
	Предельная	-	-	-
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	300	60-400
	Предельная	-	-	-

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 215,9 В 713 У марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC 295,3 FD 516 SM марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото III 393,7 М-ЦВ марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

В приведенных первых 2-х случаях выбора долота при использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам 1 и 2 [20, 35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 6.

$$G_I = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3}, \quad (1)$$

где α – коэффициент забойных условий;

$P_{ш}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F = 0,03 D_c k_T, \quad (2)$$

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Исходные данные и результаты расчетов осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Осевые нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–60	60–610	610–2470
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	100	2000	5120
$D_d, \text{см}$	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	0,8	0,4
$G_{пред}, \text{кН}$	274,4	300	80
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	19	25	92
$G_2, \text{кН}$	36	147	95
$G_3, \text{кН}$	220	320	104
$G_{проект}, \text{кН}$	36	147	95

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 36 кН. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки, соответственно данной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 3 [20, 35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета приведены в таблице 7.

$$n_l = 19,1 \frac{V_l}{D_d}, \quad (3)$$

где V_l – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_d – диаметр долота, м.

Таблица 7 – Частота вращения долот по интервалам бурения

Интервал		0–60	60–610	610–2470
Исходные данные				
V_l , м/с		2,8	1,5	1
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ , мс		6	-	-
z		24	-	-
α		0,8	0,6	0,3
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		135	100	173
n_2 , об/мин		271	-	-
n_3 , об/мин		657	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин		135	100	173

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 данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому $n_{\text{проект}}$ применяются такими.

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице Б.2 приложения Б.

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.

Расчет двигателя произведен по формулам (4-7) [20, 35-36] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат проектирования занесен в таблицу 8.

$$D_{зд} = (0,8-0,9)D_{\partial}, \quad (4)$$

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

D_{∂} – диаметр долота, мм.

$$M_p = M_o + M_{уд} + G_{ос}, \quad (5)$$

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.

$$M_o = 500 * D_{\partial}, \quad (6)$$

где D_{∂} – диаметр долота, м.

$$M_{уд} = Q + 1,2 * D_{\partial}, \quad (7)$$

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

D_{∂} – диаметр долота, см.

Исходные данные и результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные и результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0–60	60–610	610–2470
Исходные данные				
D_{∂}	м	-	0,2953	0,2159
	мм	-	295,3	215,9
$G_{ос}$, кН		-	88,7	150
Q , Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		-	233-265	172,72
M_p , Н*м		-	3417	4027,58

Продолжение таблицы 8

M_o, H^*m	-	147,5	107,95
$M_{уд}, H^*m/kH$	-	37	27,41

Для интервала бурения под кондуктор 60–610 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения 610–2470 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД-172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	ВЗД-240 7/8	ВЗД-172 7/8
Интервал, м	60–610	610–2470
Наружный диаметр, мм	240	172
Длина, м	6,917	8,290
Вес, кг	1875	1225
Расход жидкости, л/с	30–75	20–40
Число оборотов, об/мин	85–150	85–180
Максимальный рабочий момент, kH^*m	9–18	10–15
Мощность двигателя, кВт	110–250	60–200

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблицах Б.1–Б.2 приложение Б.

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для

создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовика применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки [34].

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах В.1–В.5 приложения В.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

- интервал бурения 0–60 м под направление – бентонитовый буровой раствор.
- интервал бурения 60–610 м под кондуктор – ингибирующий буровой раствор.
- интервал бурения 610–2470 м под эксплуатационную колонну – полимерный буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 10 [23, 26]. В таблице 11 представлен компонентный состав бурового раствора [23, 26].

Таблица 10 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	плотность г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	содержание песка, %
Бентонитовый	0	60	1,19	30–40	-	-	-	-	-	-
Ингибирующий	60	610	1,15	40–60	12–35	50–90	10–40/ 20–60	< 6	8–10	< 0,5
Полимерный	610	2470	1,12	40–60	12–35	50–90	10–40/ 20–60	< 6	8–10	< 0,5

Таблица 11 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	60	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, барит.
Ингибирующий	60	610	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, барит, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, электролит (соль), смазывающая добавка, пеногаситель.
Полимерный	610	2470	Техническая вода, каустическая сода, кальцинированная сода, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ПАВ, инкапсулятор, мраморная крошка.

В качестве рекомендации для предотвращения поглощений при бурении интервалов склонных к поглощениям необходимо предусмотреть наличие необходимого количества химических реагентов для приготовления кольматационных пачек на основе бурового раствора с поднятием условной вязкости и добавлением разнофракционного карбоната кальция и инертного наполнителя [26].

Состав и концентрация кольматационной пачки:

- | | |
|-----------------------------------|---|
| 1. Буровой раствор; | 5. CaCO ₃ 150 – 60 кг/м ³ ; |
| 2. ПАЦ ВВ – 5 кг/м ³ ; | 6. NUT SHELL MEDIUM – 30 кг/м ³ ; |

3. CaCO_3 5 – 60 кг/м³;

7. NUT SHELL COARSE – 30 кг/м³;

4. CaCO_3 50 – 60 кг/м³;

8. CF-1 (торф) – 20 кг/м³.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все за проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Г.1 приложения Г.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Г.2 приложения Г.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д. [38, 28-29].

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

- Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах Д.1–Д.3 приложения Д.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа газоносных пластов. Согласно геолого-техническому условию газоносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2433–2455 м. По условию задания скважина является разведочной и

из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

– интервал отбора керна 2433–2455 м

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения данного интервала [35].

Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна

Типо размер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
У8-152,4/66,7 SC-2ТК	152,4	66,7	СП 3-112×4.233×1:16	8

Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (4)	67	14835	3-102	3-102	2300

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
2433-2455	СК-136/80 «ТРАС»	1-3	60-120	14-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1020	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	1800
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	742	Глубина скважины, м	2470
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	460	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	1020
Высота цементного столба $h_{ст}$, м	10	Динамический уровень скважины h_0 , м	1647

2.4.1.1 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 [38, 41-42].

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (8)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятии на устье давления;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.

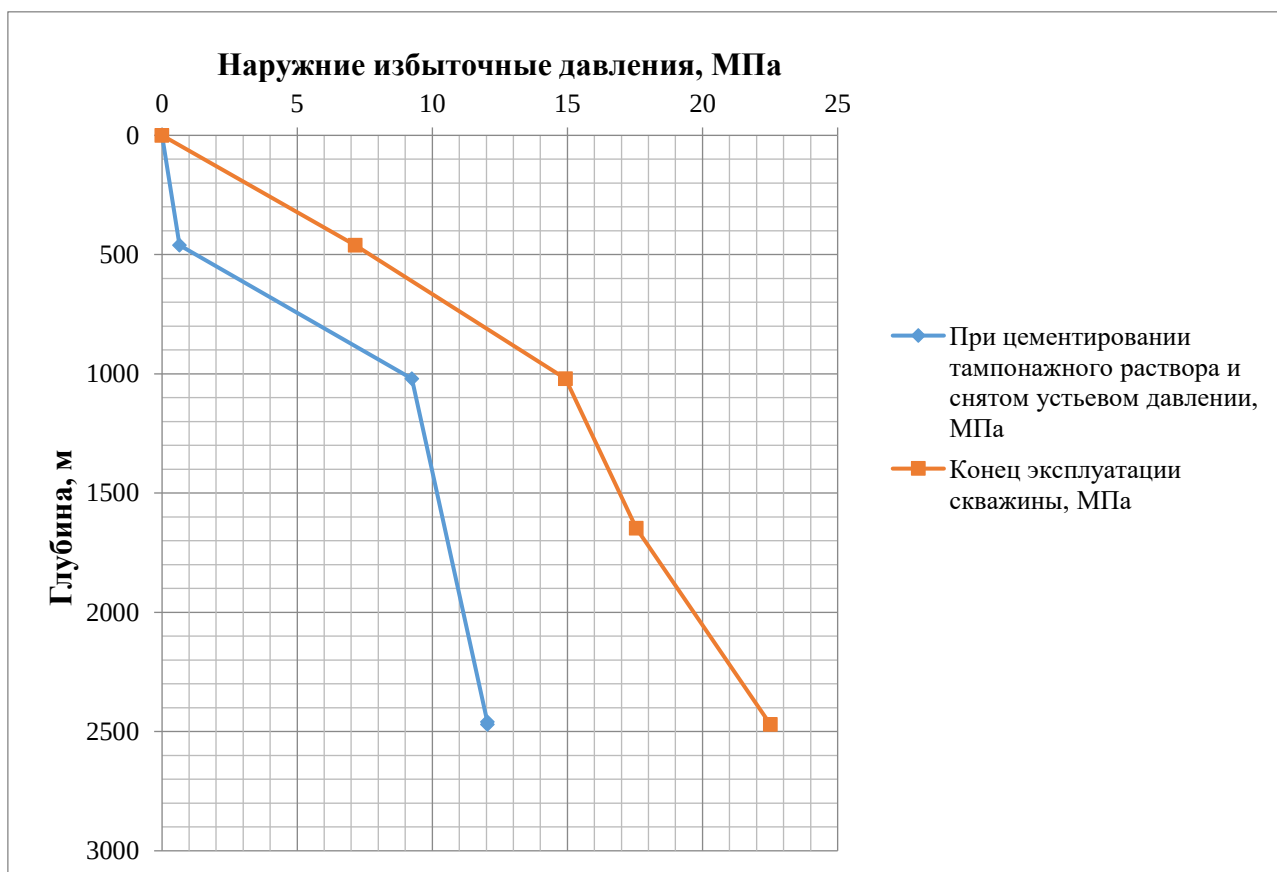


Рисунок 2 – Наружные избыточные давления

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства 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 на герметичность [42].

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 3

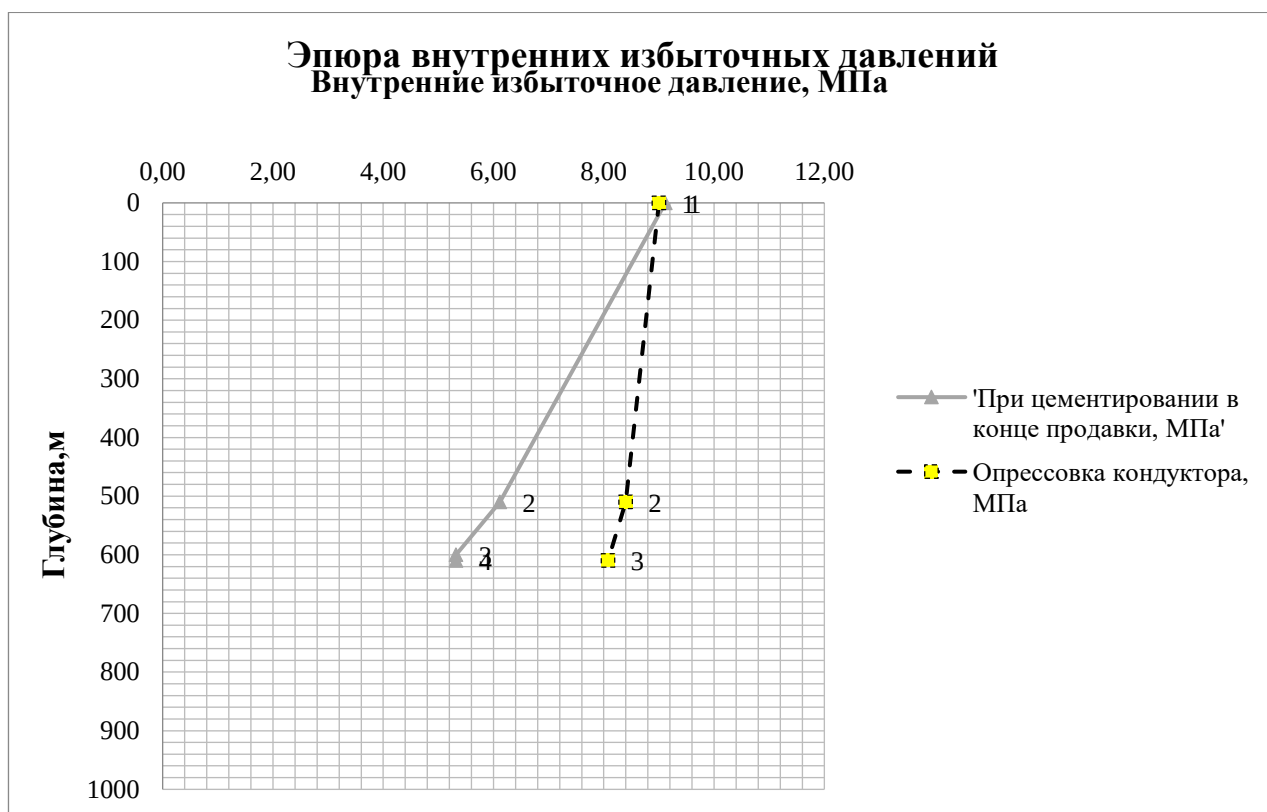


Рисунок 3 – Внутреннее избыточное давление

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки [29, 38, 43].

Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	60	68,25	4111,2	4111,2	0–60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	610	47,2	43424	28792	0–610
Эксплуатационная колонна								

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ОТТМ	Д	6,5	1500	22,6	33900	59605	0–1500
2	ОТТМ	Д	7,7	970	26,5	25705		1500–2470

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 9 [19, 31, 41]:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (9)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 36,34$ МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0.18$ МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 41, 99$ МПа.

Производим сравнения давлений $36,34 \text{ МПа} \leq 41,99 \text{ МПа}$.

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объемов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора [19, 31, 41]:

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м³	Плотность жидкости, кг/м³	Объем воды для приготовления жидкости, м³	Наименование компонента	Масса компонентов, кг	Наименование цемента	Масса цемента, т/ количество мешков
Буферная	2,234	1050	-	МБП-СМ	156,354	-	-
	8,934			МБП-МВ	134,017	-	-
Облегченный тампонажный раствор	29,846	1400	26,325	НТФ	12,237	ПЦТ-III-Об(4)-100	19,9 /20
Тампонажный раствор нормальной плотности	31,643	1800	20,416	НТФ	12,974	ПЦТ - I - 100	41,2/41
Продавочная жидкость	34,78	1030	-	-	-	-	-

2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

По формуле 10 рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата [19, 31, 41]:

$$P_{\text{на}} \geq P_{\text{цг}} / 0,8, \quad (10)$$

где $P_{\text{цг}}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{\text{цг}} = 19,27 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 24,08 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом СИН.

По формуле 11 рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (11)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала;

G_6 – вместимость бункера смесителя.

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 1$ мобильный склад цемента ЦТ-25

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 2$ мобильный склад цемента ЦТ-25

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования, представлена на рисунке 4.

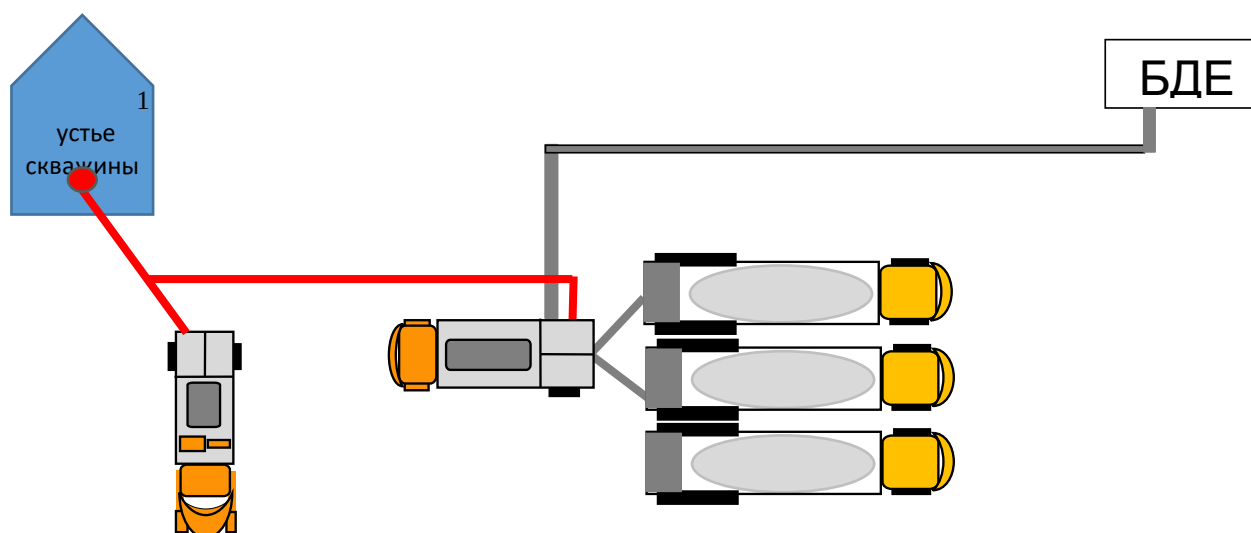


Рисунок 4 – Схема обвязки цементирующей техники с использованием цементовозов и цементирующего агрегата с автоматической смесительной системой

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, $D_{\text{усл}}$, мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разде- лительная продавочная	Центратор, (количество, шт)
Направление, $D_{\text{усл}} = 324$ мм	БКМ-324 ОТТМ	ЦКОД-324 ОТТМ	ПРП-Ц-324	ЦЦ-324/393 (3)

Продолжение таблицы 18

Кондуктор, D _{усл} =245 мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОД-245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦЦ-245/295 (15)
Экспл. колонна, D _{усл} =146 мм	БКМ-146 ОТТМ	ЦКОД-146 ОТТМ	ПРП-Ц-В-146 ПРП-Ц-Н-146	ЦЦ-146\215 (80)

2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор Скорпион 102. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 2 м, глубина 2443–2455 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102 представлены в таблице 19.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором Скорпион 102 потребуется одна спускоподъемная операция перфорационного комплекса в составе из десяти секций по 5 м.

Таблица 19 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102

Технические характеристики	Скорпион 102
Наружный диаметр, мм	102
Фазировка, ° *	60
Плотность перфорации, отв./м **	10, 16
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа ***	80/130
Максимально допустимая температура, °С	150/170
Длина корпусов, м****	1/2/3/4/5/6

2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-80 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных

проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров) [44].

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	80
Минимальный диаметр проходного канала, мм	18
Максимальный перепад давления, МПа	30
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3–62

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами [35].

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (12)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (13)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (14)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле 15:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (15)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$);

$Q_{\max}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку Уралмаш 3900/225 ЭПК-БМ.

Расчет буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета буровой установки представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результат расчета буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
Уралмаш 3900/225 ЭПК-БМ		225	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	106,4	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	1,32
Максимальный вес обсадной колонны	157,7	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	1,51
Веса колонны при прихвате	205	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,13

3 Анализ применения цементирующего агрегата с автоматической системой приготовления РСТ-621А в ПАО «Сургутнефтегаз»

Двух насосный цементирующий агрегат РСТ621А на шасси MAN 8*8 с автоматической системой смешивания и контроля АСМІ V.1 спроектирован для цементирующих, продающих и др. сервисных операций в условиях холодного климата. Агрегат имеет компактную и удобную конструкцию с оптимальными габаритными размерами, весом, нагрузками на ось и соответствует всем требованиям для нефтегазового оборудования. РСТ-621А оснащен подъемным каркасно-тентовым укрытием, независимой системой предпускового обогрева двигателей, гидравлической системы и воздушной системой обогрева гидроблоков плунжерного насоса и внутри тентового пространства. Система предпускового обогрева (жидкостной Webasto DBW 300 + теплообменники Arctic fox) позволяет прогреть перед запуском палубные двигатели, аккумуляторные батареи, масляный бак гидравлической системы. Воздушный отопитель обеспечивает прогрев гидроблока плунжерного насоса, манифольда низкого давления и пространства внутри тента. Тент и система обогрева помогает избежать остановок тех. процесса из-за замораживания труб, кранов, поворотных затворов и т.п. Шасси MAN 8X8 обеспечивает хорошую проходимость цементирующему агрегату РСТ621А.

Основные конструктивные особенности цементирующего агрегата с автоматической системой приготовления рассмотрены в приложении Е.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2470
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
– под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик	Совмещенный с ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
– направление	d 323,9 мм на глубину 60 м
– кондуктор	d 244,5 мм на глубину 610 м
– эксплуатационная	d 146,1 мм на глубину 2470 м
Буровая установка	БУ-3900/225-ЭПК БМ
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
– тип и количество, шт.	УНБТ-1180 2 шт.
производительность, л/с:	
– в интервале 0–60 м	69,70
– в интервале 60–610 м	58,75
– в интервале 610–2470 м	27,20
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	203–65 м, 178–64 м, 108–48 м,
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 60–610 м	ВЗД-240.7/8.49
– в интервале 610–2470 м	ВЗД-172.7/8.62
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
– в интервале 0–60 м	127'10
– в интервале 60–610 м	127'10
– в интервале 610–2470 м	127'10
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0–60 м	III 393,7М-ЦВ
– в интервале 60–610 м	БИТ 295,3 FD 516 SM
– в интервале 610–2470 м	БИТ 215,9 В 716 У

4.1.2 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 23 [21,22].

Таблица 23 – Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	60	60	0,027	470
2	60	610	560	0,027	820
3	610	2470	1860	0,037	1300

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле 16:

$$N = T \cdot H, \quad (16)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

H – количество метров в интервале, м.

Нормативное время бурения представлено в таблице 24 [21, 22].

Таблица 24 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,027	1,62
560	0,027	24,03
1860	0,037	75,85
Итого		101,5

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 17:

$$n = H / \Pi, \quad (17)$$

где H – количество метров в интервале;

Π – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для всех интервалов расчет производится по формуле 17 и результаты

расчета сводятся в таблицу 25 [21, 22].

Таблица 25 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
60	470	0,13
560	820	1,08
1860	1300	1,57
Итого на скважину		2,78

4.1.3 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле 18:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (18)$$

где П – длина интервала, м;

n_{cno} – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные выполнены по методике [34, 39]. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel и приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативно-го времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проход-ки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0 – 60	393,7	470	11	24	0-60	0,0112	0,672
II	60 – 610	295,3	820	12	32	60–100	0,0131	0,524
						100–200	0,0144	1,44
						200–300	0,0144	1,44
						300–400	0,0144	1,44
						400–500	0,0153	1,53
						500 –600	0,0156	1,56
						600–700	0,0157	1,57
	ИТОГО							9,50
III	610 – 2470	215,9	1300	12	32	700–800	0,0157	1,57
						800–900	0,0164	1,64
						900–950	0,0175	0,875
						950–1000	0,0186	0,93
						1000–1100	0,0188	1,88
						1100–1200	0,0191	1,91
						1200–1300	0,0197	1,97
						1300–1400	0,0208	2,08
						1400–1500	0,0228	2,28
						1500–1600	0,0231	2,31
						1600–1700	0,0238	2,38
						1700–1800	0,0244	2,44
						1800–1900	0,0247	2,47
						1900–2000	0,0250	2,5
						2000–2100	0,0253	2,53
						2200–2300	0,0254	2,54
						2300–2400	0,0256	2,56
						2400–2500	0,0264	2,64
ИТОГО								37,50
Всего								47,67

4.1.4 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 минуту. Нормативное время составит:

направление – 3 минуты;

кондуктор – 23 минуты;

эксплуатационная колонна – 78 минут;

хвостовик – 34 минуты.

4.1.5 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч, кондуктора – 12 ч, эксплуатационной колонны – 24 ч, хвостовик – 24 ч.

4.1.6 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;

- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементировки направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ [21, 22]:

Наворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле 19:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (19)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 60 - 10 = 50 \text{ м.}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле 20 [34, 39]:

$$L_T = L_c - L_n, \quad (20)$$

Для направления [21, 22]:

$$L_T = 50 - 25 = 25 \text{ м.}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле 21:

$$N = L_T / l_c [34, 39], \quad (21)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 25 / 24 = 1,04 \approx 1 \text{ штука}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 минут

$$T_{\text{конд.}} = 1,04 \cdot 2 + 5 = 7,08 \text{ минуты}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 610 - 10 = 600 \text{ м.}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м.}$$

$$L_T = 600 - 25 = 575 \text{ м.}$$

$$N = 575/24 = 23,9 \approx 24 \text{ штук}$$

$$T_{\text{конд.}} = 24 \cdot 2 + 5 = 53 \text{ минут}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2470 - 10 = 2460 \text{ м.}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м.}$$

$$L_T = 2460 - 24 = 2436 \text{ м.}$$

$$N = 2436/24 = 101,5 \approx 102 \text{ штуки}$$

$$T_{\text{конд.}} = 102 \cdot 2 + 5 = 209 \text{ минуты}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени [21, 22]:

$$\Sigma = 7,08 + 53 + 209 + 4 \cdot (7 + 17 + 42) = 469,08 \text{ минут} = 7,81 \text{ ч.}$$

4.1.7 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.1.8 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.1.9 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [21, 22].

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 235,84 часов или 9,83 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $235,84 \times 0,066 = 15,56$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет
 $235,84 + 15,56 + 25 = 297,455$ ч = 11,52 суток.

Нормативная карта вертикальной разведочной скважины представлена в таблице К.1 приложения К [21, 22].

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 27.

Таблица 27– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	2
Помощник бурового мастера	2
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4

Продолжение таблицы 27

Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству вертикальной разведочной скважины на газовом месторождении приведен в таблице 28 [34, 39].

Условные обозначения к таблице 28:



Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);



Буровая бригада (бурение);



Бригада испытания.

Таблица 28 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1			2			3			4	
Вышкомонтажные работы												
Буровые работы												
Освоение												

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле 22 [21, 22, 39]:

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad 235,84 \cdot 1,07 = 252,35, \quad (22)$$

где T_n – проектная продолжительность строительства скважины, ч;
 k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (23)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах И.1 и И.2 [21, 22] приложения И.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,29	2,37	0,09
кондуктор	37,62	40,23	1,68
эксплуатационная колонна	127,97	131,16	5,46
Крепление:			
направление	4,56	4,87	0,20
кондуктор	18,0	19,26	0,80
эксплуатационная колонна	31,4	33,59	1,39
Итого	221,84	231,39	9,26

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Л.3 приложения Л.

4.4 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) по формуле 24 механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H / T_M, [34, 39], \quad (24)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

$$V_M = 2470 / 146,24 = 17 \text{ м/час};$$

б) по формуле 25 рейсовая скорость V_p , м/ч.

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}) [34, 39], \quad (25)$$

где $T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч

$$V_p = 2470 / (146,24 + 89,60) = 10,4 \text{ м/час};$$

в) по формуле 26 коммерческая скорость V_K , м/ч.

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (26)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2470 \cdot 720 / 307,2 = 5789 \text{ м/ст.мес};$$

г) по формуле 27 проходка на долото h_δ , м [34, 39],

$$h_\delta = H / n, \quad (27)$$

где n – количество долот;

$$h_\delta = 2470 / 3,74 = 660,4 \text{ м}.$$

Себестоимость одного метра строительства скважины находим по формуле 28 [39]:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n) / H, \quad (28)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, рублей;

$П_n$ – плановые накопления, рублей

$$C_{clm} = (150190044 - 39488) / 2470 = 60789 \text{ рублей}.$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2470
Продолжительность бурения, суток	18,57
Механическая скорость, м/ч	17
Рейсовая скорость, м/ч	10,4
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	5789
Проходка на долото, м	660,4
Стоимость одного метра	60789

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данным проектом предусматривается строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2470 метров на нефтяном месторождении (Томской области). При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

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

5.1 Профессиональная социальная ответственность

Возможные опасные и вредные факторы представлены в таблице 31. [1-12, 30],

Таблица 31 – Возможные опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	вредные	опасные	
1 Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спускоподъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа буровой колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора. 2 Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания. 3 Освоение продуктивного горизонта.	1.Повышенный уровень вибрации на рабочем месте 2.Повышенный уровень шума на рабочем месте. 3.Повреждения в результате контакта с насекомыми. 4.Недостаточная освещенность рабочей зоны. 5.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.	1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы. 2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи 3 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли. 4 Пожарная безопасность.	1 ГОСТ 12.0.002-80 [2]. 2 ГОСТ 12.0.003-74 [3]. 3 ГОСТ 12.1.005-88 [4]. 4 СНиП 2.04.05-91 [5]. 5 ГОСТ 12.1.012-90 [6]. 6 ГОСТ 12.1.003-83 [7]. 7 СНиП 23-05-95 [8]. 8«Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9]. 9 ГОСТ 12.1.007-76 [10]. 10 ГОСТ 12.2.003-91 [11]. 11 ГОСТ 12.3.003-75 [12]. 12 РД 34.21.122-87 [3]. 13 СНиП 4557-88 [5]. 14 ГОСТ 12.1.008-76 [6]. 15 МР 2.2.8.2127-06 [10]. 16 Н 2.2.5.1313-03 [8].

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Превышение уровней вибрации

К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [11].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [11], наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16–250 Гц.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005 [9], общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006 [12].

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

Превышение уровней шума

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [8].

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое внимание противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" [6]. Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полати верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации;
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

5.2. Экологическая безопасность

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими: неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок; планировка

буровых площадок; нерациональное использование земельных участков под буровые установки; несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу; не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест; не допускается загрязнение участка проведения работ; для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности; установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ; ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины – тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ЧС могут носить следующий характер:

- 1) техногенные (несчастные случаи, нефте-газо-проявления, пожары);
- 2) природные (наводнения, ураганы, морозы).

В случае наводнения на буровую площадку дополнительно завозится грунт, производится устройство защитных дамб. Разрабатываются мероприятия на случай необходимого вывоза людей. При возможности возникновения ураганов необходимо согласовывать работы метеослужбы с диспетчерской связью. Применять необходимые меры к укрытию людей. Отменять все виды работ при возникновении ураганов [30].

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

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;
- недолив скважины при спускоподъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет по-ступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

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

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;

- проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!».

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

- зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
- загерметезировать канал бурильных труб и устье скважины (закрывать превенторы);
- оповестить руководство предприятия о ГНВП;
- далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП Проходит в два этапа:

- вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
- глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.200 N 162 [30, 37].

К тому же, работнику с подклассом вредных условий труда положено повышение оплаты труда в размере не менее 4% от оклада или тарифной ставки. Это указано в статье 147 Трудового Кодекса РФ.

Для рабочих, занятых в бурении, продолжительность рабочей смены устанавливается равной 12 часам. В этих условиях применяются особые 2-бригадные графики, по которым две бригады, работая по 12 часов в сутки, могут чередоваться друг с другом каждые 12 часов. Из-за труднодоступности мест сооружения скважин применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, либо 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса.

Площадка, предназначенная для размещения буровой установки должна быть свободна от посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефтегазопроводов не менее 50 м.

Размеры рабочей площадки должны соответствовать типу применяемого оборудования, обеспечивая возможность свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и оборудования (приемного настила, зумпфа, стеллажа для труб, передвижной электро или компрессорной станции и др.), а также минимальные затраты на проведение работ по рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

Заключение

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях. Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизне-деятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе согласно геологическим данным, требования безопасности в нефтяной и газовой промышленности произведено проектирование технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2470 м на нефтяном месторождении с предполагаемым дебитом 120,7 м³/сут.

Произведен анализ геологических условий бурения скважины, характеристики нефтегазоносности площади и зон возможных осложнений. Выполнено обоснование профиля скважины и выбор способа заканчивания. Рассчитана организационно-экономическая часть. Проведен анализ безопасного ведения буровых работ и разработаны мероприятия по экологически безопасному строительству скважины.

С целью обеспечения противofонтанной безопасности при бурении под эксплуатационную колонну, в соответствии с ПБНГП 08-624-03, на устье скважины предусмотрена установка противовыбросового оборудования (ПВО).

Кондуктор и эксплуатационная колонна обвязываются колонной головкой.

Актуальность рассматриваемого в данной ВКР в разделе специального вопроса, заключается главным образом в комплексе с автоматической системой затворения РСТ-621А

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 12.0.003-2015 – Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.2.062-81 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
4. ГОСТ 12.4.011-89 – Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88 – Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
7. ГОСТ 12.4.026-2001 – Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
8. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.
10. СанПиН 2.2.4.3359-16 – Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
11. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

13. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
14. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
15. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
17. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 75 с.
18. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
19. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
20. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М.: Недра, 2003. – 1007 с.
21. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
23. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
24. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
25. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.

26. Книга инженера по растворам – Москва 2006 г.
27. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
28. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
29. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
30. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб. -метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
31. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
33. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 2004 – 187 с.
34. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность): учебник / А. Ф. Андреев [и др.]; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа); под ред. А. Ф. Андреева. – М.: Нефть и газ, 2007. – 264 с.
35. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
36. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.

37. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.

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

39. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности: учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с.: ил. – (Высшее нефтегазовое образование). – Библиогр.: с. 365.

40. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

41. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.

42. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

43. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

44. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

45. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

Приложение А

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	50	Четвертичные отложения	Q	1,3
50	170	Некрасовская серия	P ₃ nk	1,3
170	330	Чеганская	P ₃₋₂ cg	1,3
330	480	Люлинворская	Pg ₂ ll	1,3
480	560	Талицкая	Pg ₁ tl	1,3
560	750	Ганькинская	K ₂ gn	1,5
750	800	Славгородская	K ₂ sl	1,5
800	875	Ипатовская	K ₂ ip	1,5
875	895	Кузнецовская	K ₂ kz	1,6
895	1620	Покурская	K ₁₋₂ pk	1,3
1620	1640	Алымская	K ₁ al	1,3
1640	2035	Вартовская	K ₁ vr	1,3
2035	2155	Тарская	K ₁ tr	1,3
2155	2420	Куломзинская	K ₁ klm	1,1
2420	2443	Баженовская +Георгиевская	J ₃ bg+J ₃ gr	1,1
2443	2445	Васюганская	J ₃ vs	1,2

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки. (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	6
Q	0	50	Пески серые, светло-серые; суглинки и супеси буровато-серые; глины бурые с прослоями лигнита и почвенно-растительным слоем.
P ₃ nk	50	170	Пески серые, светло-серые, мелкозернистые, алевроитовые и алевроистые, нередко глинистые, чередующие с глинами и глинами песчаными, желтовато-серыми, слоистыми, участками каолинизированными.
P ₃₋₂ cg	170	330	Глины зеленовато-серые, желтовато-зеленые, плотные, жирные, вязкие с редкими прослоями и линзами песков и алевроитов.
Pg ₂ ll	330	480	Частое переслаивание глин, зеленовато-серых, темно-серых, жирных на ощупь, песчаников и песков, с включениями глауконита.
Pg ₁ tl	480	560	Частое чередование глин алевроитистых, темно-серых до черных, вязких, жирных и алевролитов глинистых, разнозернистых.
K ₂ gn	560	750	Глины серые, темно-серые с редкими, маломощными прослоями алевролитов и песков. В верхней части присутствуют мергели серые, зеленовато-серые. Встречаются включения глаукониты и слюды.
K ₂ sl	750	800	Сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, комковатыми с тонкими прослоями алевроитов и песков.
K ₂ ip	800	875	Переслаивание глин серых, зеленовато-серых, участками алевроитистых или опоковидных, светло-серых алевроитов, глауконитовых. Отмечаются включения пирита и прослои ожелезненных оолитовых песчаников.
K ₂ kz	875	895	Глины серые и темно-серые, слоистые, известковые, с остатками морской фауны.
K ₁₋₂ pk	895	1620	Неравномерное чередование серых, светло-серых глин, аргиллитоподобных глин, аргиллитов, песчаников слабо-среднесцементированных, уалотненных песков, алевролитов.
K ₁ al1	1620	1640	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов. В нижней части глины.
K ₁ vr	1640	2035	Неравномерное чередование аргиллитов пестроокрашенных, песчаников (светло-серых, мелко-среднезернистых, кварц-полевошпатовых) и алувролитов (светло-серых, темно-селеных, бурых, разнозернистых, известковых, плотных). Пласты не выдержаны по площади, частично глинизируются.

Продолжение таблицы А.2

K ₁ tr	2035	2155	Представлена преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаные пласты выдержанные, толщина различная и достигает 32м.
K ₁ klm	2155	2420	Аргиллиты серые, темно-серые, черные, плотные, известковистые, тонкослоистые, с линзами прослоями разнозернистых песчаников и алевролитов.
J ₃ bg+J ₃ gr	2420	2443	Аргиллиты битуминозные, темно-серые, черные, крепкие, тонкослоистые, известковистые и пиритизированные.
J ₃ vs	2443	2445	Представлена преимущественно песчаником с подчинёнными прослоями алевролитов, местами с редкими прослоями угля. Нижняя часть свиты более глинистая

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность, %	Абразивность	Категория породы промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	пески	2	30	2500	10	0	-	1	10	мягкая
			суглинки	2,2	17	50	35	0	-	5	10	мягкая
			супеси	2,2	17	50	35	0	-	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P ₃ nk	50	170	Пески	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			глины	2,1	30	2500	20	0	-	5	10	мягкая
P ₃₋₂ cg	170	330	глины	2,4	20	0	100	0	10	4	4	мягкая
			пески	2,0	17	10	35	0	-	5	10	мягкая
			алевриты	2,3	30	1000	15	0	-	4	10	мягкая
Pg ₂ ll	330	480	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,0	15	20	20	0	-	4	10	мягкая
			песчаники	1,9	30	70	20	0	-	5	10	мягкая
Pg ₁ tl	480	560	глины	2,4	20	0	100	4	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2,2	15	5	12	0	-	5	10	мягкая
K ₂ gn	560	750	глины	2,4	20	0	100	0	10	10	4	мягкая
			мергили	2,2	15	5	20	0	5	10	6	мягкая
K ₂ sl	750	800	глины	2,4	20	0	100	0	10	4	4	Мягкая-средние
			алевриты	2,2	22	2100	20	0	10	4	10	Мягкая-средние
			пески	2,2	20	10	40	0	-	5	10	Мягкая-средние

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₂ ip	800	875	глины алевриты пески	2,4 2,2 2,1	20 20 15	0 10 15	100 40 12	0 - 0	10 - 10	4 5 4	4 10 10	Мягкая-средние Мягкая-средние Мягкая-средние
K ₂ kz	875	895	глины	2,4	20	0	100	10	10	-	4	Мягкая-средние
K ₁₋₂ pk	895	1620	глины аргиллиты песчаники алевролиты пески	2,4 2,1 2,3 2,1 2,2	20 28 5 20 27	0 300 0 300 2000	100 20 90 20 12	3 3 8 3 0	10 15 50 15 25	5 5 2,5 5 5	4 10 4 6 10	Мягкая-средние Мягкая-средние Мягкая-средние Мягкая-средние Мягкая-средние
K ₁ al	1620	1640	глин песчаники аргиллиты алевролиты	2,4 2,3 2,1 2,1	20 5 25 22	0 0 25 20	100 90 20 20	3 3 8 3	15 20 50 20	5 2,5 5 5	4 10 4 10	Мягкая-средние Мягкая-средние Мягкая-средние Мягкая-средние
K ₁ vr	1640	2035	песчаники алевролиты аргиллиты	2,4 2,2 2,2	30 20 18	20 15 0	20 20 100	3 3 3	20 20 15	2,5 2,5 2,5	10 6 6	Мягкая-средние Мягкая-средние Мягкая-средние
K ₁ tr	2035	2155	песчаники алевролиты аргиллиты	2,2 2,3 2,4	22 10 20	20 5 0	20 20 100	3 1 3	20 65 15	3,5 1 3,5	10 6 6	Мягкая-средние Мягкая-средние Мягкая-средние
K ₁ klm	2155	2420	алевролиты песчаники аргиллиты	2,3 2,2 2,4	20 24 17	15 20 0	15 20 100	3 3 3	20 20 15	5 5 5	6 10 6	Мягкая-средние Мягкая-средние Мягкая-средние
J ₃ bg+J ₃ gr	2420	2443	аргиллиты	2,45	16	0	100	10	50	2	6	средняя
J ₃ vs	2443	2445	песчаники алевролиты угли	2,3 2,4 1,2	20 5 0	10 0 0	20 40 0	8 15 0	100 90 40	2,5 3 4	10 4 5	средняя средняя средняя

Приложение Б

Таблица Б.1 – Результат расчета параметров забойного двигателя по интервалам бурения [35]

Интервал	0–60	60–610	610–2470
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,6	0,5
K_k	1,3	1,38	1,25
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,13
V_m , м/с	0,011	0,008	0,005
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,089
$d_{мах}$, м	0,393	0,295	0,215
$d_{нмах}$, м	0,015	0,0127	0,019
n	3	5	5
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кппмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,15	0,15
ρ_p , г/см ³	1,25	1,14	1,12
ρ_p , г/см ³	1,5	2,26	2,3
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	50	40	18
Q_2 , л/с	63	52	18
Q_3 , л/с	69	75	45
Q_4 , л/с	43	46	23
Q_5 , л/с	51	47	45
Q_6 , л/с	-	37–75	20–40

Таблица Б.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора [35]

Интервал	0–60	60–610	610–2470
Исходные данные			
Q_1 , л/с	78	40	18
Q_2 , л/с	81	52	18
Q_3 , л/с	93	75	45
Q_4 , л/с	68	46	23
Q_5 , л/с	26	47	45
Q_6 , л/с	78	40	18
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	26–93	40–75	18–45
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	66	49	29
Дополнительные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$, л/с	-	49	29
ρ_1 , кг/м ³	-	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	-	1140	1120

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 66 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 49 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 29 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированные параметры расхода бурового раствора обеспечены буровым насосом УНБТ-1180 так, как в данном исполнении он является частотно регулируемым.

Приложение В

Таблица В.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–60 м)

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резь- ба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Су- мар- ный вес, т
					резь- ба (верх)	тип соедине- ния (верх)	
Бурение под направление (0-60 м)							
1	Долото Ш 393,7 М-ЦВ	0.53	393,7	-			0.145
					3-177	Ниппель	
2	Переводник П 3-177/171	0,52	203	89	3-177	Муфта	0.251
					3-171	Муфта	
3	Калибратор КЛС 390	1,27	203	80	3-171	Ниппель	0,406
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203x80	12	203	80	3-171	Ниппель	2.704
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-171/147	0,52	203	78	3-171	Ниппель	2,857
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178x80	12	178	80	3-147	Ниппель	4,659
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,52	178	89	3-147	Ниппель	4,772
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127x10 Е	18	127	107	3-133	Ниппель	5,337
					3-133	Муфта	
9	Переводник П 3-133/147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	5,382
					3-147	Муфта	
10	КШЗ-35 П 3-147/147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	5,421
					3-147	Муфта	
11	ВБТ-К 133-Д Н 147	24	133	82	3-147	Ниппель	6,727
					3-152	Муфта	

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–610 м)

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резь- ба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Сум- мар- ный- вес, т
					резь- ба (верх)	тип соедине- ния (верх)	
Бурение под кондуктор (60–610м)							
1	Долото PDC 295,3 FD 516 SM	0,43	295,3	-			0,082
					3-152	Ниппель	
2	ВЗД ДГР-240 7/8.49	9,51	210	-	3-152	Муфта	1,907
					3-152	Муфта	
3	Переводник П 3-152/171	0,52	203	89	3-152	Ниппель	2,112
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203х76,2	29	203,2	76,2	3-171	Ниппель	8,463
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-171/147	0,7	203	90	3-171	Ниппель	8,568
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178х80	16	178	80	3-147	Ниппель	11,16
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,4	165	76	3-147	Ниппель	11,31
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127х10Е	875,25	127	107	3-133	Ниппель	37,61
					3-133	Муфта	
9	Переводник П 3-133/147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	37,67
					3-147	Муфта	
10	КШЗ-35 П 3-147/147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	37,72
					3-147	Муфта	
11	ВБТ-К 133-Д Н 147	24	133	82	3-147	Ниппель	39,25
					3-152	Муфта	

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (610–2470 м)

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	Наруж · диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Суммар- ный вес, т
					резьба (верх)	тип соедине- ния (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (610–2470 м)							
1	Долото PDC 215,9 В716 У	0,3	215,9	-			0,040
					3-117	Ниппель	
2	ВЗД ДГР 172	5,3	172	-	3-117	Муфта	0,615
					3-133	Муфта	
3	Переводник Н133/М147	0,5	203	71	3-133	Ниппель	0,813
					3-147	Муфта	
4	Переводник Н147/М171	0,5	203	80	3-147	Ниппель	0,912
					3-171	Муфта	
5	УБТ УБТ 203х76	24	203	76	3-171	Ниппель	6,168
					3-171	Муфта	
6	Переводник Н171/М147	0,5	203	71	3-171	Ниппель	6,268
					3-147	Муфта	
7	УБТ УБТ 178х80	36	178	80	3-147	Ниппель	14,01
					3-147	Муфта	
8	Переводник Н147/М133	0,5	165	89	3-147	Ниппель	14,09
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ТБПК 127х10Е	2915	127	107	3-133	Ниппель	105,09
					3-133	Муфта	
10	Переводник Н133/М147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	105,17
					3-147	Муфта	
11	КШЗ-35 Н147хМ147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	105,22
					3-147	Муфта	
12	ВБТ-К 133-Д Н 147	24	133	82	3-147	Ниппель	106,410
					3-152	Муфта	

Таблица В.5 – КНБК для отбора керна (2433–2455 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж . диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Сумма- ный вес, т
					резьба (верх)	тип соедине- ния (верх)	
Отбор керна (2433–2455 м)							
1	Бурильная головка У8-152,4/80 SC- 4 СТ	0,3	142,9	-			0.030
					3-102	Муфта	
2	Кернотборный снаряд СК-136/80	12	136	80	3-102	Ниппель	0,221
					3-102	Муфта	
3	Переводник Н102/М108	0,4	132	76	3-102	Ниппель	0,307
					3-108	Муфта	
4	УБТ УБТ 108х9	12	108	71	3-108	Ниппель	1,063
					3-108	Муфта	
5	Бурильная труба ТБПК 89х9	3648	89	71	3-108	Ниппель	67,82
					3-108	Муфта	
6	Переводник Н108/М102	0,4	132	76	3-108	Ниппель	67,83
					3-102	Муфта	
7	КШЗ-35 Н102хМ102	0,4	130	65	3-102	Ниппель	67,93
					3-102	Муфта	
8	ВБТ-К 89-Д Н102	24	89	64	3-102	Ниппель	69,01
					3102Л	Муфта	

Приложение Г

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2470 м

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, м³
от	до					
0	60	60	393,7	-	1,30	10,27
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,76
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 6,35
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 28,54
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 35,95
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
60	610	550	295,3	306,9	1,33	54,12
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 5,35
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 34,03
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 2,75
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 116,45
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 158,37
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 0
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ = 158,37
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 69,74

Продолжение таблицы Г.1

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, м³
от	до					
610	2470	1860	215,9	228,7	1,33	115,54
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =13,35
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =64,62
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =9,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V _з =238,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =325,97
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} =11,232
Объем раствора к приготовлению:						V _{з'} =214,73

Таблица Г.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
	кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25	25,0	37	163	7	104	5	304	14
Кальцинированная сода	60.0	154	3	811	14	1733	29	2698	46
Глинопорошок	1000	1849	2	6495	7	0	0	8344	9
Барит	1000	5978	6	6657	7	0	0	12635	13
ПАЦ НВ	25	0	0	1299	52	1733	70	3032	122
ПАЦ ВВ	25	0	0	325	13	416	17	741	30
Ксантановая камедь	25	0	0	0	0	139	5	139	5
Электролит КСІ	200	0	0	8118	41	0	0	8118	41
Барит	1000	5978	6	6657	7	0	0	12635	13
Смазочная добавка BDF-612	208	0	0	812	5	3466	19	4278	24
Карбонат кальция	1000	0	0	0	0	15598	16	15598	16
Пеногаситель	25	0	0	33	2	0	0	33	2

Приложение Д

Таблица Д.1 – гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	Бурение	0,479	0,057	Периферийная	3	17	102,4	3.89
Под кондуктор									
60	610	Бурение	0,889	0,086	Периферийная	5	15,9	98,6	4.92
Под эксплуатационную колонну									
610	2470	Бурение	0,779	0,774	Периферийная	5	9	85,5	3,16
Отбор керна									
2433	2455	Отбор керна	1,057	0,086	Периферийная	6	6	92	4,25

Таблица Д.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	Бурение	УНБТ – 1180	2	0,9	170	247,5	0,85	125	34,85	65,6
60	610	Бурение	УНБТ – 1180	2	0,9	160	275,4	0,85	120	29,37	49,2
610	2470	Бурение	УНБТ – 1180	1	0,9	150	216,8	0,85	125	27,2	28,8
2433	2455	Отбор керна	УНБТ – 1180	1	0,9	140	267,2	0,85	82	13,61	13,61

Таблица Г.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	60	Бурение	97,1	77,4	0	9,7	0.1	10
60	610	Бурение	239,5	65,4	65,9	86,2	12	10
610	2470	Бурение	179,3	73,5	55,2	39,5	1,5	8,2
2433	2455	Отбор керна	176,3	77	0	88,1	8,5	2,6

Приложение Е

Применения цементирующего агрегата с автоматической системой приготовления РСТ-621А в ПАО «Сургутнефтегаз»

В ПАО «Сургутнефтегаз» для крепления кондукторов и эксплуатационных колонн, применяется комплекс с автоматической системой приготовления цементного раствора. Данный комплекс заменяет полностью весь цементируочный флот, состоящий из агрегатов ЦА-320 (цементируочный агрегат).



Рисунок Е.1 – Агрегат с автоматической системой приготовления РСТ-621А

Устройство агрегата

Данный агрегат оснащен:

1. Палубный двигатель;
2. гидромеханическая автоматическая коробка передач;
3. трехплунжерный насос 114.3 mm (4.5") плунжер;
4. трехплунжерный насос 88.9 mm (3.5") плунжер;
5. мерный бак;
6. смесительный бак;
7. система контроля плотности;
8. пульт оператора;
9. нагнетательный манифольд.

Палубный двигатель – Модель: CAT C13, дизельный, мощность: 475 л.с. 2100 об/мин. Стартер: Электрический, Система охлаждения: Радиатор и вентиля-

тор, глушитель из нержавеющей стали с искрогасителем и гибкими соединениями из нерж. стали, аварийное отключение закрытием заслонки, генератор 24 V, воздушный компрессор.

Автоматическая трансмиссия – Allison 4700 OFS с заливочной трубой, масляным щупом, счетчиком оборотов и 1800 выходным фланцем. Скорости выбираются вручную. Задняя передача заблокирована.

SERVA TRE 600 – горизонтальный трёхплунжерный насос одностороннего действия, с принудительной системой смазки. В одном насосе установлены плунжера 3,5", в другом 4,5".

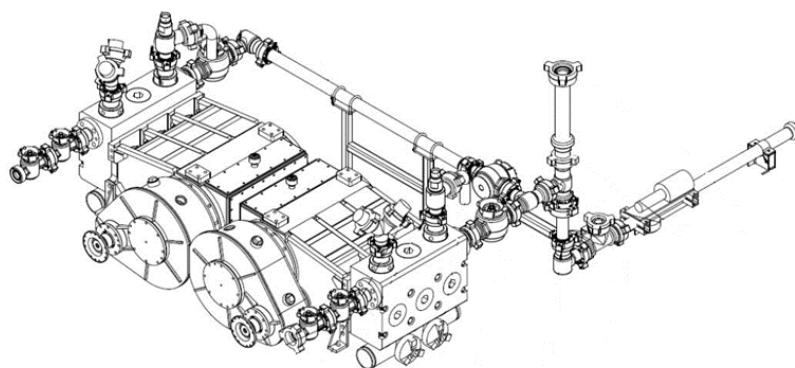


Рисунок Е.2 – Трёхплунжерный насос

Производительность насосов на разных скоростях с разным размером плунжера представлена в таблицах Ж.1-2

Таблица Е.1 – производительность насоса с плунжером 4,5

Плунжер - 4,5" (114,3 мм)				
Передача АКПП	Производительность		Давление, МПа	
	м³/мин	л/с	МПа	Psi
I	0,282	4,7	43,37	6 290
II	0,611	10,2	27,89	4 045
III	1,12	18,7	15,17	2 200
IV	1,5	25,0	11,34	1 645
V	2,19	36,5	7,76	1 126

Таблица Е. 2 - производительность насоса с плунжером 4,5

Плунжер - 3,5" (88,9 мм)				
Передача АКПП	Производительность		Давление, МПа	
	м3/мин	л/с	МПа	Psi
I	0,163	2,7	71,7	10 399
II	0,408	6,8	41,5	6 019
III	0,64	10,7	26,5	3 844
IV	0,926	15,4	18,2	2 640
V	1,29	21,5	13,2	1 915

Мерный бак – объемом 4 м³, изготавливается из нержавеющей стали. Бак разделен на 2 секции, по 2 м³ каждая, с 2 установленными визуальными указателями уровня с ценой деления 0.1 м3 и 1 баррель (точность градуировки 0,5%). Разгрузочные порты контролируются 152.4 мм (6") поворотными затворами, переходящими в 127 мм (5") трубопроводы, обеспечивающими необходимую скорость для потока жидкости в приемный манифольд плунжерного насоса. Обратная линия сброса с плунжерных насосов позволяет осуществлять сброс давления. Стояки обеспечивают защиту от перелива жидкости через край бака и контролируются двумя 3" поворотными затворами под баком. Трубопроводы предусматривают необходимое количество соединений для их полной разборки на составляющие.

Каждая секция мерного бака оснащена лопастными перемешивателями с гидравлическим приводом



Рисунок Е.3 – Мерный бак

РСТ-621А оснащен современной высокоэнергетической рециркуляционной системой смешивания АСМ 4.1 с системой автоматического контроля подачи сухого цемента, жидкости затворения и уровня раствора в смесительной емкости. Система смешивания включает: высокоэнергетический рециркуляционный НЕМІ-миксер, 1,2 м³ смесительный бак, 1,2 м³ осреднительный бак, мешалки (гидропривод), рециркуляционный насос, водоподающий насос, подпорный насос, плотномер MicroMotion F300, уровнемер радарного типа. Авто контроль помогает оператору контролировать подачу цемента, воды и уровень раствора в смесительной емкости.



Рисунок Е4 – Система смешивания

Диапазон измерения плотности от 1,3 г/см³ до 2,6 г/см³.

Пульт оператора – представляет собой стойку из нержавеющей стали с защитной крышкой из нержавеющей стали. Верхняя и нижняя панели пульта оператора также изготавливаются из нержавеющей стали с выгравированными наименованиями на Русском / Английском языках. Положение пульта оператора обеспечивает полный обзор различных датчиков, средств контроля и управления:

- средства управления и диагностики палубных двигателей и двигателя шасси (тахометры, датчики давления и температуры масла, охлаждающей жидкости, сигнальные лампы, упр. дросел. заслонкой);
- селектор переключения скоростей АКПП, датчики давления и температуры масла, сигнальная лампа АКПП заблокирована;
- датчики давления и температуры масла системы смазки силового блока плунжерного насоса с сигнальными лампами;
- сигнальная лампа «Сверхдавление» плунжерных насосов;
- трансдюсер и механический датчик (MD-Totco) обеспечивают индикацию нагнетания давления по каждому плунжерному насосу;
- мгновенный и суммарный расход определяются по ходам плунжеров и расходомеру нагнетательной линии;
- система защиты от превышения планового давления автоматически переключает АКПП на нейтраль и сбрасывает обороты двигателя на холостые в случае превышения давления;
- информация о состоянии гидравлич. системы (температура и давление масла, для каждого насоса системы);
- смонтированные на пульте манометры (жидконаполненные) имеют двойную шкалу единиц измерения (метр, и англ.);
- на водоподающей линии установлен расходомер и датчик давления;
- пневмораспределители открыть/закрыть, удаленных поворотных затворов с пневмоприводами располагаются на пульте оператора в удобном месте.



Рисунок Е.5 – Пульт оператора

Нагнетательный манифольд – все трубы, соединения и элементы манифольда высокого давления, смонтированного на агрегате РСТ621А рассчитаны на 105 МПа (15000 ПСИ) имеют диаметр 2", присоединительные резьбы FIG1502. Номинальное рабочее давление КВД и предохранительного клапана 105 МПа (15000 ПСИ). Два плунжерных насоса соединены трубопроводами высокого давления и КВД, что позволяет насосам нагнетать раствор вместе или раздельно. Линия сброса обеспечивает сброс давления на мерный бак и контролируется пробковыми кранами. В нагнетательном манифольде устанавливается 105 МПа (15,000 psi) трансдюсер (электронный датчик давления) и механический манометр MD Totco 105 МПа. Нагнетательный манифольд надежно монтируется специальными креплениями. Каждый насос ТРЕ600 оснащен предохранительным клапаном с выставленным мах рабочим давлением.



Рисунок Е.6 – Нагнетательный манифольд

В состав данного цементирующего комплекса входит: полуприцеп-цистерна для равномерной подачи цемента. Полуприцеп-цистерна состоит:

- из двух независимых половин по 12,5 м³ каждая;
- уравнивающая емкость с клапаном поддержания давления;
- линия разгрузки;
- вход для дополнительного цементовоза.

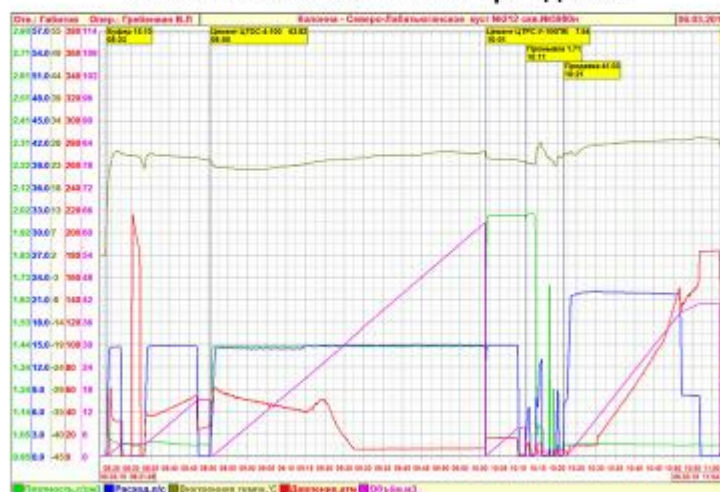


Рисунок Е.7 – Полуприцеп-цистерна

При цементировании кондуктора с использованием цементирующего комплекса РСТ-621А в ПАО «Сургутнефтегаз» необходимо 5 ед. основной спецтехники в место 11 ед., а при цементировании эксплуатационной колонны с использованием цементирующего комплекса РСТ-621А необходимо 6 ед. основной спецтехники в место 14 ед.

Данный комплекс позволяет производить крепления скважин без колебания плотности и расхода закачивания цементного раствора в скважину.

Цементирование з/к в скважине №5980 на кусте 212 С. Лабатьюганского месторождения



Сургутское тампонажное управление

Рисунок Е.8 – Пример диаграммы СКЦ при цементировании эксплуатационной колонны в ПАО «Сургутнефтегаз»

Вывод

В ходе работы на комплексе с автоматической системой приготовления РСТ-621А я сделал вывод, что:

- гораздо меньше требуется техники для крепления скважин;
- сокращается время на подготовку к цементажу;
- сокращается время самого цементаж скважины.

И более качественно происходит сам цементаж, за счет равномерного приготовления и равномерной закачки цементного раствора.

А так как все работы производятся внутри агрегата, то не нарушается экология на кустовой площадке.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица Ж.1 – Нормативная карта вертикальной разведочной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт.	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш 393,7 М-ЦВ	470	0,13	0–60	60	0,027	1,62	0,67	2,29
Бурение под кондуктор	PDC 295,3 FD 516 SM	820	1,08	60–610	560	0,027	24,03	13,59	37,62
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 215,9 В716 У	1300	1,57	610–2470	1860	0,037	79,55	48,42	127,97
Всего			2,78		2480		105,2	62,68	167,88
Крепление:									
– направления									3,56
– кондуктора									16,0
– эксплуатационная									32,4

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов			3						0,3
– направления			23						0,23
– кондуктора			78						0,78
– эксплуатационная									
ОЗЦ:									4,0
– направления									12,0
– кондуктора									24,0
– эксплуатационная									
Разбуривание цемент-									
ной пробки (10 м)									1,06
– направления				50–60					2,12
– кондуктора				600–610					3,42
– эксплуатационная				2460–2470					
Промывка скважины									
(1 цикл)									0,05
– направления									0,11
– кондуктора									0,50
– эксплуатационная									
Спуск и подъем при									
ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0

Окончание таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									411,49
Ремонтные работы (3,3 %)									13,58
Общее время на скважину									450,07

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Таблица И.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при без мет- ражных работ (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,08	11,0552	1,38	190,7022	5,46	754,5174
Оплата труда дополни- тельного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,08	1,592	1,38	27,462	5,46	108,654
Содержание средств контроля, диспетчери- зации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,08	2,2136	1,38	38,1846	5,46	151,0782
Содержание полевой лаборатории, эксплуа- тационное бурение	7,54	-	-	0,08	0,6032	1,38	10,4052	5,46	41,1684
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,08	20,2288	1,38	348,9468	5,46	1380,616

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	4	114,04	0,08	2,2808	1,38	39,3438	5,46	155,6646
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,08	0,556	1,38	9,591	5,46	37,947
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.	1317	1,2	1580,4	0,08	105,36	1,38	1817,46	5,46	7190,82
Материалы и запасные части при турбинном бурении ($4000 < V < 5500$ м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,38	1177,54	5,46	4658,963
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,08	1,2896	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,38	340,3356	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель),	370,35	-	-	-	-	-	-	5,46	2022,111

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,08	1,8576	1,38	32,0436	5,46	126,7812
Плата за подключен- ную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,08	11,1112	1,38	191,6682	5,46	758,3394
Дополнительная плата за эл/энергию при под- готовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бу- рении, сут	100,84	-	-	0,08	8,0672	1,38	139,1592	5,46	550,5864
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,08	0,712	1,38	12,282	5,46	48,594
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,08	2,7136	1,38	46,8096	5,46	185,2032
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,08	8,032	1,38	138,552	5,46	548,184
Транспортировка ва- гон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация ва- гон-домидомиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,08	13,5432	1,38	233,6202	5,46	924,3234

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,08	1,1936	1,38	20,5896	8,48	81,4632
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-
BDF-612, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	0,06	1,0998
SAPP, т	916	-	-			0,42	384,72	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	0,62	198,4	0,82	262,4	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка тур- бобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2	-	-
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	-	-
Итого затрат, завися- щих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		8266,35	2278,1	10660,45	21242,06				
Затраты, зависящие от объема работ									
Ш 393,7 М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
PDC 295,3 FD 516 SM	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
PDC 215,9 B716 У	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
PDC 152,4 ВТ 616 Н.10	964,9	-	-	-	-	-	-	0,68	792,132
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04

Окончание таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	5,28	1	5,28	1	5,28	1	5,28	-	-
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб.	0	169,944	747,883	5979,951					
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб.	8266,35	2448,044	11408,33	27222,01					
Всего по сметному расчету, руб.	49344,73								

Таблица И.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб.	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,20	27,638	0,80	110,552	1,39	192,0841
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,20	3,98	0,80	15,92	1,39	27,661
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,20	5,534	0,80	22,136	1,39	38,4613
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,20	1,508	0,80	6,032	1,39	10,4806
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,20	50,572	0,80	202,288	1,39	351,4754
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	0,20	5,702	0,80	22,808	1,39	39,6289
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,20	1,39	0,80	5,56	1,39	9,6605

Продолжение таблицы И.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,20	263,4	0,80	1053,6	1,39	1830,63
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,20	273,6	0,80	1094,4	1,39	1901,52
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,20	83,88	0,80	335,52	1,39	582,966
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,20	27,778	0,80	111,112	1,39	193,0571
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,20	20,168	0,80	80,672	1,39	140,1676
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,20	1,78	0,80	7,12	1,39	12,371
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,20	20,08	0,80	80,32	1,39	139,556
Амортизация вагон-домиков 7 шт., сут	169,29	0,20	33,858	0,80	135,432	1,39	235,3131
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,20	3,68	0,80	14,72	1,39	25,576
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,20	6,784	0,80	27,136	1,39	47,1488

Продолжение таблицы И.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт.	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245 шт.	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-146, шт.	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-324/393 шт.	35,4	3	106,2			-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт.	25,4	-	-	23	584,2	-	-
Центратор ЦЦ-146/216, шт.	18,7	-	-	-	-	78	1458,6
ЦКОД-324, шт.	232,4	1	232,4	-	-	-	-
ЦКОД-295, шт.	178,2	-	-	1	178,2	-	-
ЦКОД-146, шт.	113,1	-	-			1	113,1
Продавочная пробка ПРП-Ц-324, шт.	82,15	1	82,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -245, шт.	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -146, шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12

Продолжение таблицы И.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Головка цементирующая ГЦУ-324	4420	1	4420	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-146	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб.		5096,889	7164,028	9588,807			
Обсадные трубы 323,9х9,5, м	37,21	5	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 215,9х7,9, м	28,53	-	-	90	20028,06	-	-
Обсадные трубы 146,1х12, м	19,96	-	-	-	-	250	37205,44
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-100, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4) -100, т	32	-	-	-	-	-	-

Окончание таблицы И.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Заливка колонны, тампонажный цех,	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб.	738						
Итого затрат, зависящих от объема бу- рения, без учета транспортировки вахт, руб.	1828,9985	22742,052 1	70653,3456				
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб.	117074,1						
Всего по сметному расчету, руб.	117812,1						

Таблица И.3 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	49344
Крепление скважины	117812
Итого по главе 3	167156
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18360
Итого по главе 5	18360

Продолжение таблицы И.3

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764
Итого по главам 1-6	426649
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66959
Итого по главе 7	66959
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39488
Итого по главе 8	39488
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24522
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	15459
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9592
Топографо-геодезические работы	270
Скважины на воду	123
	4771
Итого по главе 9	54737
Итого по главам 1-9	587833
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1175
Итого по главе 10	1175
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620

Продолжение таблицы И.3

1	2
Итого по главам 1-11	593628
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29681
Итого по главе 12	29681
Итого по сводному сметному расчету	623309
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	127279698
НДС 20%	22910345
Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента	150190044