

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 4150 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m4150)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Михайлов Павел Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

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
3-2Б52Т	Михайлову Павлу Сергеевичу

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 4150 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

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 газовом месторождении (Красноярский край), с ожидаемым притоком $Q = 160 \text{ м}^3/\text{сутки}$.
--	--

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. – Превентор, устройство и принцип действия
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, Киселева Елена Станиславовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Превенторы, устройство и принцип действия	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая	Подпись	Дата
-------------------------	-------------------	----------------------	-----------------------	--------------------

		степень, звание		
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Михайлов Павел Сергеевич		

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:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
8 февраля	1. Общая и геологическая часть	10
5 апреля	2. Технологическая часть	40
31 апреля	3. Специальная часть	20
30 мая	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30 мая	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	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 РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Михайлову Павлу Сергеевичу

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. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Сметная стоимость строительства скважины	Нормативная карта строительства скважины
3. Расчет технико-экономических показателей	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Михайлов Павел Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Михайлову Павлу Сергеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Данные технологические решения будут использоваться для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 4150 метров на нефтяном месторождении
2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н. Трудовой кодекс РФ (ст. 219; 264; 298) Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116 от 21 июля 1997 г. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации №336 Н «Об утверждении Правил по охране труда в строительстве» от 01.06.2015г

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого объекта. 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Опасные и вредные факторы: 1. Работа на высоте 2. Движущиеся части машин и механизмов 3. Пожаровзрывобезопасность 4. Электробезопасность 5. Превышение уровней вибрации 6. Превышение уровней шума 7. Недостаточная освещенность рабочей зоны
3. Экологическая безопасность	– Анализ воздействия объекта на литосферу – Анализ воздействия объекта на гидросферу – Анализ воздействия объекта на атмосферу
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	– ГНВП; – Пожар.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Михайлов Павел Сергеевич		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 128 страниц, 5 рисунков, 29 таблицы, 45 литературных источников, 6 приложений.

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

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 4150 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство вертикальной разведочной скважины на газ глубиной 4150 м (по вертикали).

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

В работе рассмотрены виды превентор и принцип действия.

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 «CoreIDRAW».

СОКРАЩЕНИЯ

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 – спуско-подъемные 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

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	16
1.1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	16
1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕВОДОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПЛОЩАДИ) ...	17
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.....	19
2.2.2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЧИСЛА ОБСАДНЫХ КОЛОНН И ГЛУБИНЫ ИХ СПУСКА	20
2.2.3 ВЫБОР ИНТЕРВАЛОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ	20
2.2.4 РАСЧЕТ ДИАМЕТРОВ СКВАЖИНЫ И ОБСАДНЫХ КОЛОНН.....	20
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	21
2.3.3 РАСЧЕТ ОСЕВОЙ НАГРУЗКИ НА ДОЛОТО ПО ИНТЕРВАЛАМ ГОРНЫХ ПОРОД	23
2.3.4 РАСЧЕТ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ДОЛОТА	24
2.3.5 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТИПА ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ.....	25
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.....	31
2.4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН	32
2.4.1 РАСЧЕТ ПРОЧНАСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБСАДНЫХ КОЛОНН	32
2.4.2 РАСЧЕТ И ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ	36
2.4.3 ВЫБОР ТИПА И РАСЧЁТ НЕОБХОДИМОГО КОЛИЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	37
2.4.4 ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНАСТКИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН	39
2.4.5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИСПЫТАНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ	39
2.5 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ	40
3 ПРЕВЕНТОРЫ, УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ	42

3.1. УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ПРЕВЕНТОРОВ	42
3.2. ПЛАЩЕЧНЫЕ ПРЕВЕНТОРЫ С ГИДРАВЛИЧЕСКИМ УПРАВЛЕНИЕМ	43
3.3. ВРАЩАЮЩИЕСЯ ПРЕВЕНТОРЫ	45
3.4. ПРЕВЕНТОРЫ ДЛЯ КРС	48
3.5. ПРЕВЕНТОРЫ ДЛЯ МОРСКОГО БУРЕНИЯ	49
3.6. ПРЕВЕНТОРЫ ФИРМЫ “BL”	51
3.7. УСТЬЕВОЙ ГЕРМЕТИЗАТОР	53
3.8. ПРЕВЕНТОР С ПЛАШКАМИ ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА	53
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	55
4.1. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ООО «ИРКУТСКАЯ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ»	56
4.1.1. ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЕМ	57
4.2. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОЙ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН	58
4.2.1. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОГО ВРЕМЕНИ НА МЕХАНИЧЕСКОЕ БУРЕНИЕ	59
4.3. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОГО ВРЕМЕНИ НА СПУСКОПОДЪЕМНЫЕ ОПЕРАЦИИ	60
4.4. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОГО ВРЕМЕНИ НА УСТАНОВКУ ЦЕНТРИРУЮЩИХ ФОНАРЕЙ, РАСЧЕТ НОРМАТИВНОГО ВРЕМЕНИ ОЖИДАНИЯ ЗАТВЕРДЕВАНИЯ ЦЕМЕНТА, РАСЧЕТ НОРМАТИВНОГО ВРЕМЕНИ НА РАЗБУРИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОЙ ПРОБКИ	62
РАСЧЕТ НОРМАТИВНОГО ВРЕМЕНИ ОЖИДАНИЯ ЗАТВЕРДЕВАНИЯ ЦЕМЕНТА	62
РАСЧЕТ НОРМАТИВНОГО ВРЕМЕНИ НА РАЗБУРИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОЙ ПРОБКИ ...	63
4.5. РАСЧЕТ НОРМАТИВНОГО ВРЕМЕНИ НА ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ РАБОТЫ, РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА ПРОЧИЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ, НЕ УЧТЕННЫЕ УКРУП- НЕННЫМИ НОРМАМИ, РАСЧЕТ НОРМАТИВНЫХ ЗАТРАТ ВРЕМЕНИ НА ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТНЫХ РАБОТ	65
4.6. СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ	66
4.6.1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОЕКТНОЙ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТИ БУРЕНИЯ И КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ	66
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	71
5.1. ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	72
5.2. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	73
5.2.1. АНАЛИЗ ВРЕДНЫХ И ОПАСНЫХ ФАКТОРОВ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ УСТРАНЕНИЮ	74

5.2.2 ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ	79
5.3 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	81
5.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	87
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	92
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	102
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	107
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ К.....	113
ПРИЛОЖЕНИЕ Л.....	117

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день Россия обладает крупнейшими запасами нефти и газа и достаточно развитой нефтедобывающей отраслью, и является одним из главных экспортеров на нефтяном рынке. Поэтому нефтяная отрасль играет ключевую роль для социального и экономического развития страны. Нефтедобывающая отрасль постоянно модернизируется для увеличения производительности и качества продукции. Разрабатываются и внедряются новые технологии и решения для поиска новых месторождений, проведения геологоразведочных работ, бурения нефтегазовых скважин, добычи нефти и газа, транспортировки и переработки нефтепродуктов.

Одной из важнейших составляющих отрасли является бурения скважин, к которому предъявляются с каждым годом все более высокие требования, как по внедрению высокотехнологичных решений, для уменьшения сроков строительства и стоимости скважины, так и к промышленной и экологической безопасности при разбуривание месторождений.

Целью работы является разработка технологических решений для строительства разведочной скважины, согласно геологотехническим условиям, исследования современных тенденций в развитии PDC вооружения породоразрушающего инструмента как новой технологии для увеличения темпов бурения скважин, а также анализ организационно-экономической части и промышленной, экологической безопасности строительства 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 4074–4120 метров представлен песчаником, плотностью 2650 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	200	0,1	-	0,166	0,236
K ₁	200	470	0,1	-	0,166	0,247
J ₃	470	700	0,1	-	0,166	0,254
J ₁₋₂	700	860	0,1	-	0,166	0,252
T ₂₊₃ nm	860	1140	0,1	-	0,172	0,256
T _{2an+hr+cb}	1140	1610	0,1	-	0,172	0,260
P ₂ u	1610	1860	0,1	-	0,172	0,261
P _{1k}	1860	1970	0,1	-	0,172	0,262

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
P _{1ar}	1970	2020	0,1	-	0,172	0,261
P _{1a+s}	2020	2080	0,1	-	0,172	0,262
C ₂₊₃	2080	2140	0,1	-	0,172	0,262
C _{1s2pr}	2140	2180	0,1	-	0,171	0,262
C _{1s1tr+st}	2180	2320	0,1	-	0,171	0,264
C _{1v}	2320	2420	0,1	-	0,171	0,264
C _{1t}	2420	2470	0,1	-	0,171	0,264
D _{3 fm3+2}	2470	2600	0,1	-	0,171	0,265
D _{3fm1el}	2600	2800	0,1	-	0,171	0,265
D _{3fm1zd}	2800	3060	0,1	-	0,171	0,265
D _{3f3ev+lv}	3060	3530	0,1	-	0,171	0,267
D _{3f2+3dm+vt+src}	3530	3700	0,1	-	0,171	0,267
D _{3f1+2tm+sr}	3700	3854	0,1	-	0,176	0,268
D _{3f1+2dzt}	3854	4065	0,13	-	0,176	0,268
D _{2st}	4065	4150	0,13	-	0,176	0,268

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/см³	Свободный дебит, м³/сут
от	до			
Водоносность				
700	860	поровый	1,004	н/д
860	1860	поровый	1,011	25,5
1860	2470	поровый	1,07	241
2470	3500	поровый	1,098	202
4140	4145	поровый	1,006	н/д
Нефтеносность				
3534	3623	поровый	0,793	80
3854	3856	поровый	0,770	10
3889	3892	поровый	0,770	10
3964	3970	поровый	0,770	5
4074	4120	поровый	0,690	160

Проектируется испытание пласта V

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	860	осыпи и обвалы стенок скважины	Нарушение технологии бурения, превышение скорости СПО
860	1610		
3854	4150		
3534	3623	нефтегазоводопроявления	нефть
3854	3856		нефть
3889	3892		нефть
3964	3970		нефть
4074	4132		нефть
0	860	прихватоопасные зоны	Отклонение свойств и параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО
860	1610		
3854	4150		
2420	2470	поглощение бурового раствора	Частичные поглощения
2470	3060		
3060	4065		
0	250	I – слой ММП	Растепление пород, кавернообразование, потеря циркуляции, затяжки бурильного инструмента.

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 проектные 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].

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

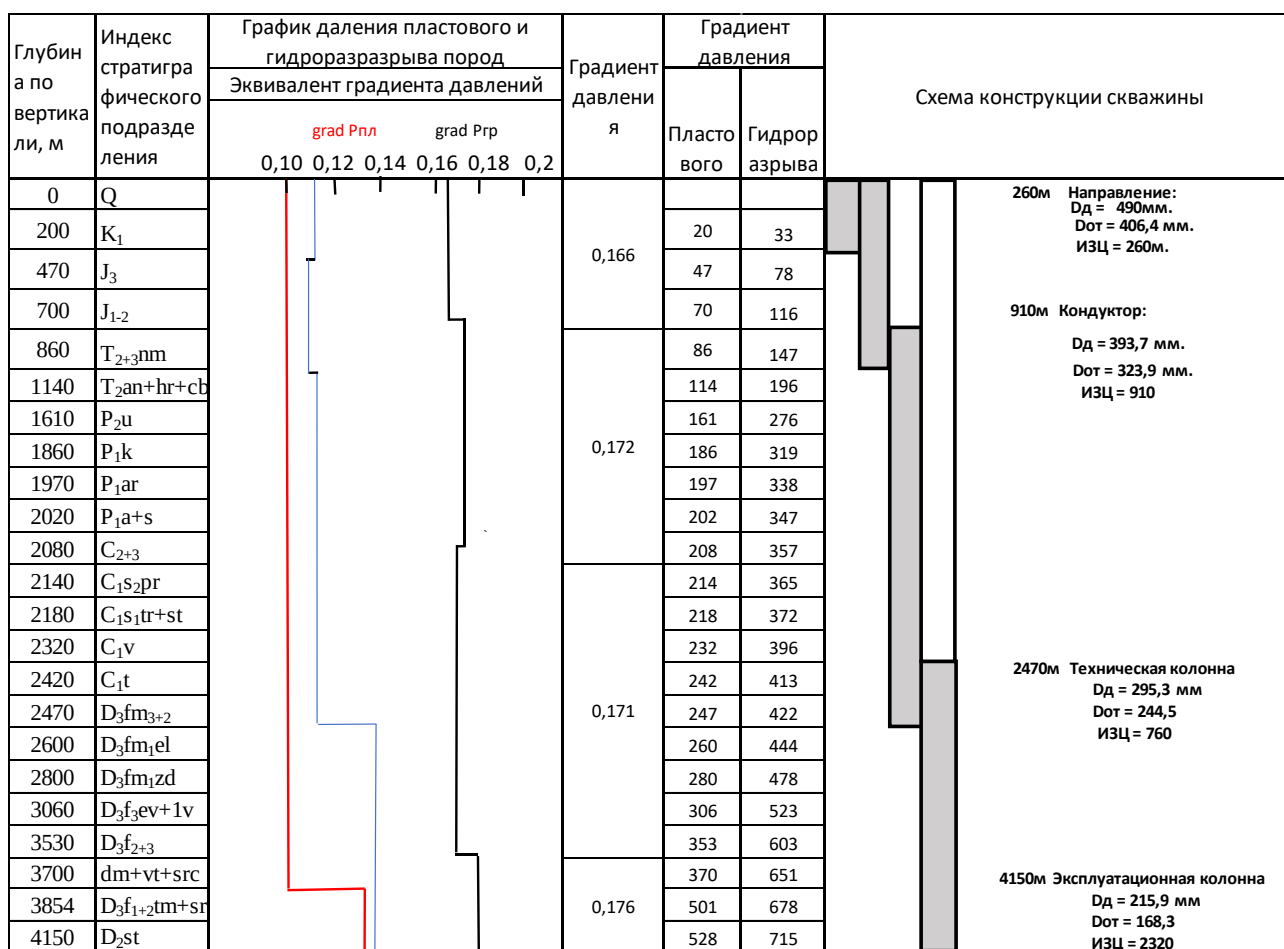


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направления спускается на глубину 260 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 200 м, (приложение А, таблица А.1), глубина залегания ММП 0-250, и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы [15,43].

2. Кондуктор спускается на глубину 910 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–860 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

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

4. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 4150 м с учетом вскрытия продуктивного пласта 4074-4120 м

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 0–260 м;

2. Кондуктор: интервал цементирования 0–910 м;

3. Техническая колонна: интервал цементирования 760-2470 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на вывоту 150 м для нефтяной скважины);

3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 2320–4150 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

По условия геологического задания диаметр колонны под эксплуатационную колонну принимаем равным $D_{\text{эк}} = 168,3$ мм. 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 $P_{\text{му}}$:

$$P_{\text{му}} = 25,52 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКО2-35-168х219х323**.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению: **ОП5–230/80х35**.

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

Выбор способа бурения под направления выбираем роторный, потому что использования ВЗД не целесообразно, в виду того, что интервал бурения мал. Для остальных интервалов с применением ВЗД, для создания необходимой частоты вращения. 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
0–260	направление	роторный
260–910	кондуктор	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
910–2470	техническая колонна	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
2470–4150	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 строитель-

ства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, техническую колонну, 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		0-260	260-910	910-2470	2470-4150
Шифр долота		490 GRDP 115	БИТ 393,7 В 419 TCP	БИТ 295,3 ВТ 419 CP	БИТ 215,9 В 713
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 171	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	6 5/8	4 ½
Длина, м		0,52	0,45	0,39	0,39
Масса, кг		290	170	80	40
G, тс	Рекомендуемая	8-34	5-12	2-12	2-12
	Предельная	-	-	-	-
n, об/мин	Рекомендуемая	60–80	80–100	80-120	100-160
	Предельная	-	-	-	-

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

2. Для бурения интервала под техническую колонну проектируется долото PDC 295,3 ВТ 419 CP марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

3. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC 393,7 В 419 TCP марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото.

Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

4. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото 490 GRDP 115 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.

5. В приведенных первых 3-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.

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

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.

Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-260	260-910	910-2470	2470-4150
Исходные данные				
α	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	200	350	2100	2650
$D_d, \text{см}$	49,0	39,37	29,53	21,59
η	1	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,2	0,3	0,3
$G_{пред}, \text{кН}$	333,4	117,6	127,4	137,2
Результаты проектирования				
$G_1, \text{кН}$	70	49	19	92
$G_2, \text{кН}$	88	78	98	105
$G_3, \text{кН}$	266	94	101	109
$G_{проект}, \text{кН}$	88	78	98	105

Получаем, что в направлении осевая нагрузка $G_2=88$ кН является наибольшей между G_1 и G_2 сравниваем её с $G_3=266$ кН, отсюда следует $G_2 < G_{пред}$, значит берем расчетные данные G_2

Для интервала под кондуктор осевая нагрузка $G_2=78$ кН, является наибольшей между G_1 и G_2 сравниваем ее с $G_3=94$ кН, отсюда следует $G_2 < G_{пред}$, значит берем расчетные значения G_2

Для интервала под техническую колонну осевая нагрузка $G_2=98$ кН, является наибольшей между G_1 и G_2 , сравниваем ее с $G_3=101$ кН, отсюда следует $G_2 < G_{пред}$, значит берем расчетные данные G_2

Для интервала под эксплуатационную колонну осевая нагрузка $G_2=105$ кН, является наибольшей между G_1 и G_2 , сравниваем ее с $G_3=109$ кН, отсюда следует, что $G_2 < G_{пред}$, значит берем расчетные значения G_2

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 – Результат расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-260	260-910	910-2470	2470-4150
Исходные данные					
V_l , м/с		2,8	2	1,8	1,8
D_d	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490,0	393,7	295,3	215,9
τ , мс		6	-	-	-
z		24	-	-	-
α		0,8	0,6	0,7	0,5
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		109	96	106	159
n_2 , об/мин		663	-	-	-
n_3 , об/мин		655	-	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин		60	90-100	100-110	150-160

Исходя из практики бурения, интервал под направление используем роторный способ бурения. Из расчета мы видим для эффективного разрушения горной породы 109 об/мин. Но поскольку интервал мал и использование ВЗД не целесообразно, выбираем частоты вращения 60 об/мин. Данная частота вращения никак не повлияет на износ опор долота. Для интервалов под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну выбираем расчетное значение эффективного разбуривания горной породы.

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.

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

где $D_{з\partial}$ – диаметр забойного двигателя, мм;

D_{∂} – диаметр долота, мм.

$$M_p=M_o+M_{y\partial}+G_{oc}, \quad (5)$$

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

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

$M_{y\partial}$ – удельный момент долота, Н*м/кН;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

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

где D_{∂} – диаметр долота, м.

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

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

D_{∂} – диаметр долота, см.

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-260	260-910	910-2470	2470-4150
Исходные данные					
D_{∂}	м	-	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	-	393,7	295,3	215,9
G_{oc} , кН		-	70	90	100
Q , Н*м/кН		-	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{з\partial}$, мм		-	314	236	172
M_p , Н*м		-	11,69	11,044	6,01
M_o , Н*м		-	196,85	147,65	107,95
$M_{y\partial}$, Н*м/кН		-	48,74	36,94	27,41

Для интервала бурения под кондуктор 260–910 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДР-240.3000.78, который позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения 910–2470 м под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-240.5000.56, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну 2470–4150 м проектируется винтовой забойный двигатель Д-178.5000.45, 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	ДР-240.3000.78	ДР-240.5000.56	Д-178.5000.45
Интервал, м	260–910	910–2470	2470–4150
Наружный диаметр, мм	240	240	178
Длина, м	6,917	9,1	8,2
Вес, кг	1875	519	1100
Расход жидкости, л/с	30–75	35–70	19–38
Число оборотов, об/мин	85–150	100–200	150–295
Максимальный рабочий момент, кН*м	9–18	13–18	6–9
Мощность двигателя, кВт	110–250	110–250	75–210

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 0–260 м под направление – полимер-бентонитовый буровой раствор.
- интервал бурения 260–910 м под кондуктор – полимер-глинистый буровой раствор.
- интервал бурения 910–2470 м под техническую колонну – полимер-глинистого буровой раствор.
- интервал бурения 2470–4150 м под эксплуатационную колонну – биополимерный 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, сПз	СНС 10 сек / 10 мин,	одо-от-да-ча, см ³ /30 мин	рН	содержание песка, %
Полимер – бентонитовый	0	260	1,17	120	6	60	70	≤ 14	9,2	-
Полимер-глинистый	260	910	1,15	90	15	45	10-30/25-50	< 10	9,5	< 2
Полимер-глинистый	910	2470	1,18	40	30	40	10-25/15-30	< 6	8,5	< 1
Биополимерный	2470	4150	1,3	45	15	30	4-15/8-26	< 6	9,5	< 0,5

Таблица 11 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Полимер – бентонитовый	0	260	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, Na ₂ CO ₃ , NaOH.
Полимер-глинистый	260	910	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPР, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор.
Полимер-глинистый	910	2470	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPР, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор.
Биополимерный	2470	4150	Минерализованная вода, Бактерицид, Биополимер (Xanthan Gum), Крахмал модифицированный, Калий хлористый, Бишофит, Каустическая сода, Известь, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр..

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/м ³ | 7. NUT SHELL COARSE – 30 кг/м ³ |
| 4. CaCO_3 50 – 60 кг/м ³ | 8. CF-1 (торф) – 20 кг/м ³ |

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые 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 газаносных пластов. Согласно геолого-техническому условию продуктивный пласт по разрезу скважины присутствует в интервале: 4074–4120 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 4069–4125 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

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
У7 - 215,9/100 SCD – 5МС	215,9	100	3-161	15

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	
УКР-172/100	215,9	15 (4)	100	15900	3-133	3-161	202

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
4069-4125	УКР-172/100	4-8	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	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1800
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	690	глубина скважины, м	4150
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	2320	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	716
Высота цементного стакана $h_{см}$, м	20	динамический уровень скважины h_0 , м	2766

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].

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (8)$$

где P_n – наружное давление;

$P_в$ – 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 снятом на устье давлении;
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.

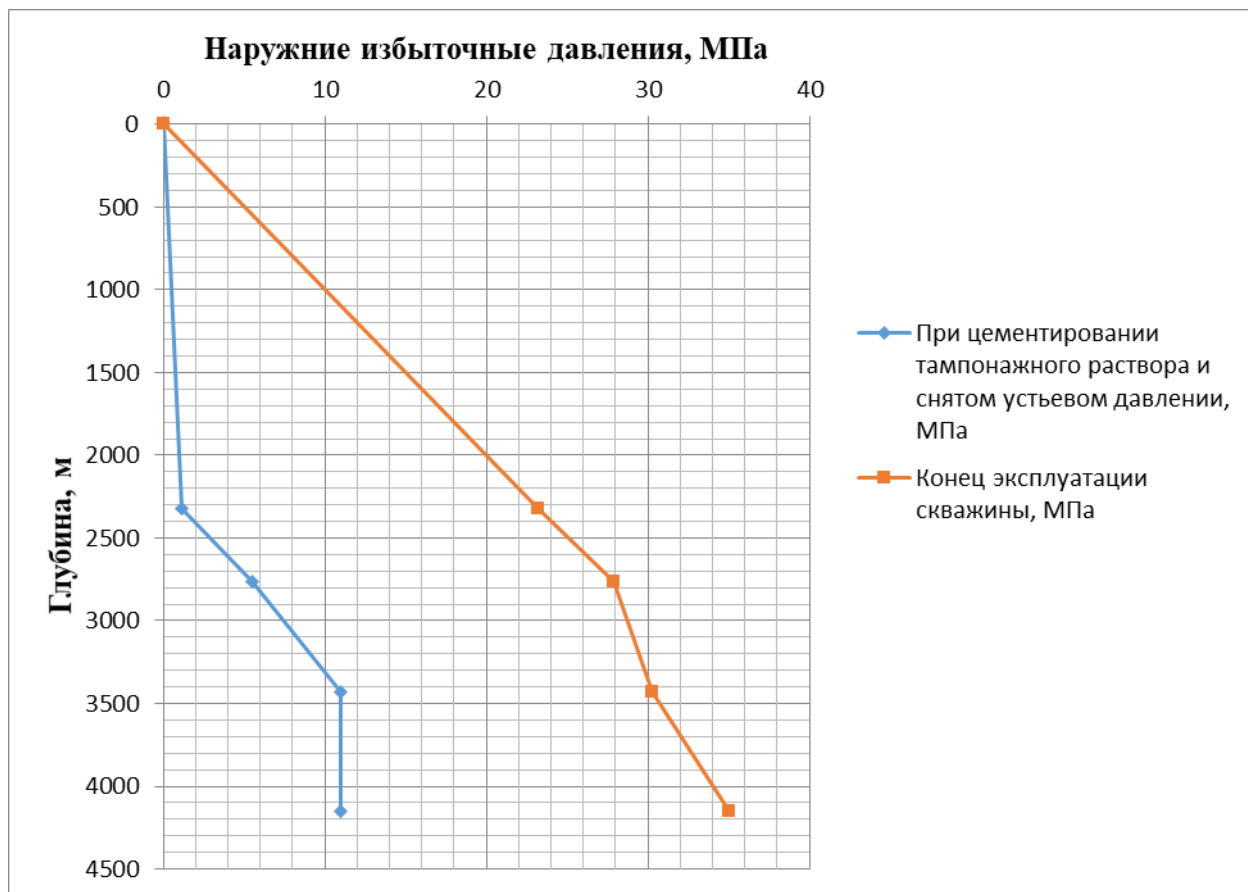


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

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

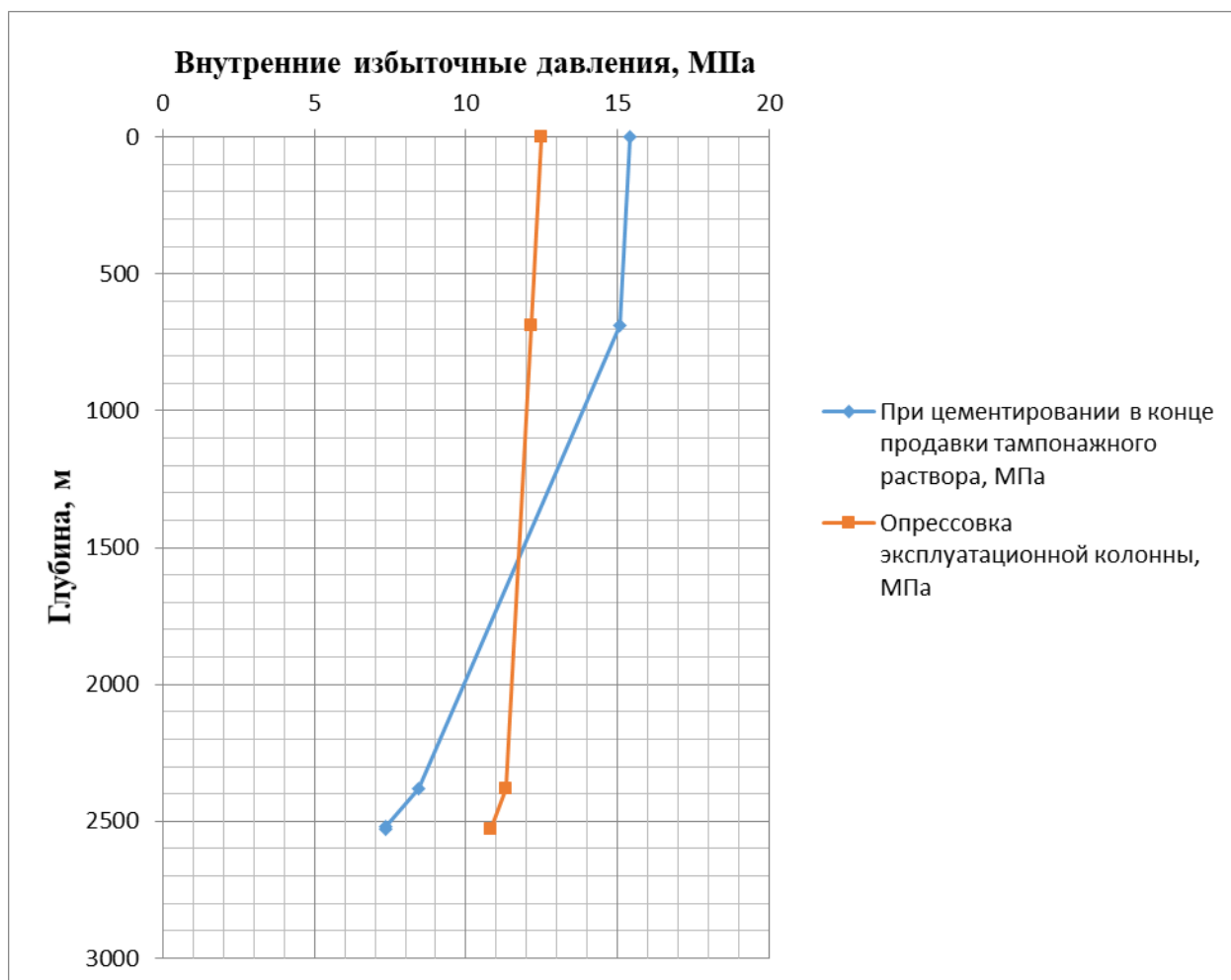


Рисунок 3 – Эпюры внутренних избыточных давлений

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								

Продолжение таблицы 16

1	ОТТМ	Д	9,5	260	68,25	17745	17745	0–260
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	910	67,2	61152	61152	0–910
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	2470	41,2	101764	101764	0–2470
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	7,3	3484	29,4	102429	126005	0–3484
2	ОТТМ	Д	8,9	666	35,4	23576		3484–4150

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементировании 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, $P_{гс\ кп} = 51,84$ МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0,3473$ МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 70,88$ МПа.

Производим сравнения давлений $51,84 \text{ МПа} \leq 70,88 \text{ МПа}$.

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

2.4.2.2 Расчет объёмов 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, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонентов, кг	Наименование цемента	Масса цемента, т/ количество мешков
Буферная	7,1	1050	-	МБП-СМ	124,4	-	-
	1,7			МБП-МВ	26,5	-	-
Облегченный тампонажный раствор	22,26	1400	16,8	НТФ	16,4	ПЦТ-III-Об 1,5 г/см ³ -100	-
Тампонажный раствор нормальной плотности	14,14	1800	8,7	НТФ	18,07	ПЦТ - II - 150	-
Продавочная жидкость	48,35	1000	-	-	-	-	-

2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

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

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

где $P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 19,27 \text{ МПа};$$

$$23 \text{ МПа} \geq 15,41 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементирующим агрегатом СИН.

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

$$m = G_{сyx} / G_6, \quad (11)$$

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

G_6 – вместимость бункера смесителя.

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 2$ машины типа УС6-30Н(У).

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 2$ машина типа УС6-30Н(У).

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

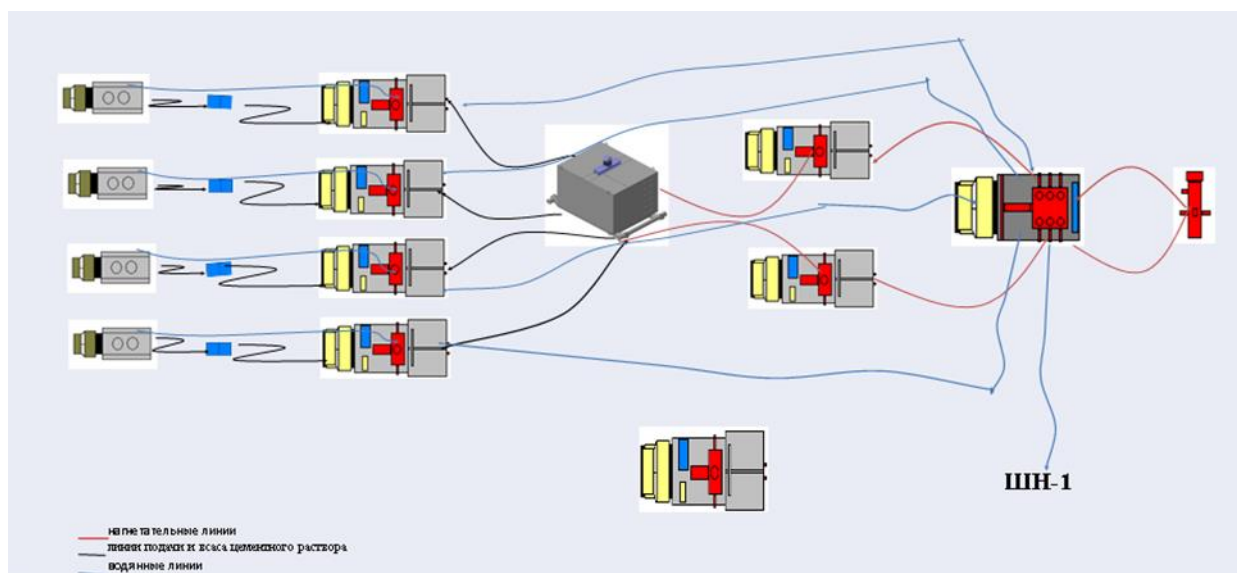


Рисунок 4 – Схема обвязки цементирующей техники при приготовлении тампонажного раствора с применением цементносмесительной установки и гидроворонки

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 _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разде- лительная продавочная	Центратор, (количество, шт)
Направление, D _{усл} = 406 мм	БКМ-406 ОТТМ	ЦКОД -406 ОТТМ	ПРП-Ц-406	ЦПН-340/445 (36))
Кондуктор, D _{усл} = 324 мм	БКМ-324 ОТТМ	ЦКОД -324 ОТТМ	ПРП-Ц-324	ЦПН-324/394 (36)
Тех.колонна, D _{усл} =245 мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОД -245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦПН-245/295 (52)
ЭКСПЛ.колонна D _{усл} =168 мм	БКМ-168 ОТТМ	ЦКОД -168 ОТТМ	ПРП-Ц-168	ЦПН-168/216 (64)
			ПРП-Ц-168	

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 ПКО 114 – АТ. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 46 м, глубина 4074–4120 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКО 114 – АТ представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКО 114 – АТ

Мощность перфорируе- мого объекта, м	Вид перфорации	Типораз- мер пер- форатора	Плотность перфора- ции, отв./1 м	Количество одновре- менно спускаемых зарядов	Количе- ство спус- ков пер- форатора
46	кумулятив- ный	114	20	120	7
	кумулятив- ный	114	20	80	1

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 спуско-подъёмные 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:

$$Q_{\text{пр}} = k \cdot Q_{\text{мах}}, \quad (15)$$

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

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

Для расчета примем буровую установку БУ 5000/320

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
БУ 5000/320		320	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	152	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{бк}} \geq 0,6$	2,13
Максимальный вес обсадной колонны	126	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{об}} \geq 0,9$	2,53
Вес колонны при прихвате	197	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{пр}} \geq 1,0$	1,62

3 Превенторы, устройство и принцип действия

Противовыбросовое оборудование - комплекс оборудования, предназначенный для герметизации устья нефтяных и газовых скважин в процессе их строительства и ремонта с целью безопасного ведения работ, предупреждения выбросов и открытых фонтанов.

Превентор - рабочий элемент комплекта противовыбросового оборудования, устанавливаемый на устье скважины. Основная функция превентора — герметизация устья нефтегазовой скважины в чрезвычайных ситуациях при строительстве или ремонтных работах на скважине. Герметизация скважины предотвращает открытое фонтанирование нефти и, как следствие, предотвращает возникновение пожара или загрязнение окружающей среды. В настоящее время установка противовыбросового оборудования является обязательным условием при ведении буровых работ

Противовыбросовое оборудование обеспечивает проведение следующих работ:

Герметизация скважины;

Спуск-подъем колонн бурильных труб при герметизированном устье;

Циркуляция бурильного раствора с созданием регулируемого противо-давления на забой и его дегазацию;

Оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

3.1. Устройство и принцип действия превенторов

Универсальный превентор предназначен для герметизации устья вокруг любой части бурильной колонны: ведущей, бурильной труб, замка сложного сечения (труба — замок), а также для полного перекрытия скважины при отсутствии в ней инструмента. Превентор состоит из корпуса, крышки, уплотнителя, конического плунжера, запорной камеры и регулирующего клапана.

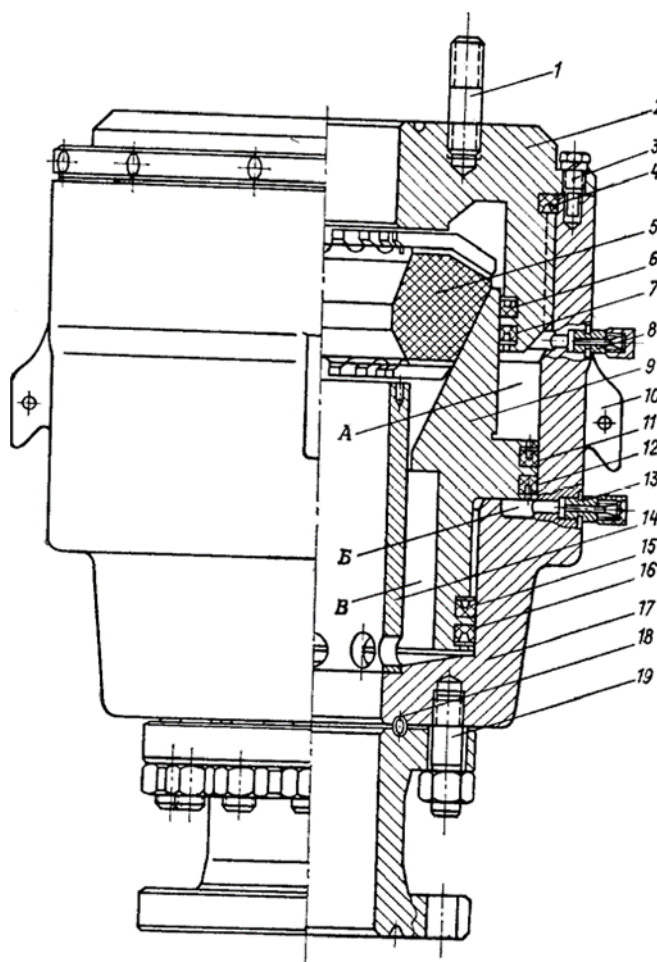


Рисунок 7-Универсальный превентор

Универсальный превентор предназначен для герметизации устья в процессе бурения без вращения и расхаживания бурильных труб. В то же время уплотнительная резина, имея круглую форму по торцам, допускает протаскивание инструмента через нее. При этом происходит значительное трение, скольжение по внутренней поверхности резины.

3.2. Плашечные превенторы с гидравлическим управлением
 скважин с целью предупреждения выброса или открытого фонтанирования как при наличии бурильной колонны в скважине, так и без нее.

Превенторы выпускаются со сменными трубными плашками под бурильные трубы диаметрами от 73 до 168 мм и глухими плашками для полного закрытия скважины при отсутствии в ней бурильной колонны.

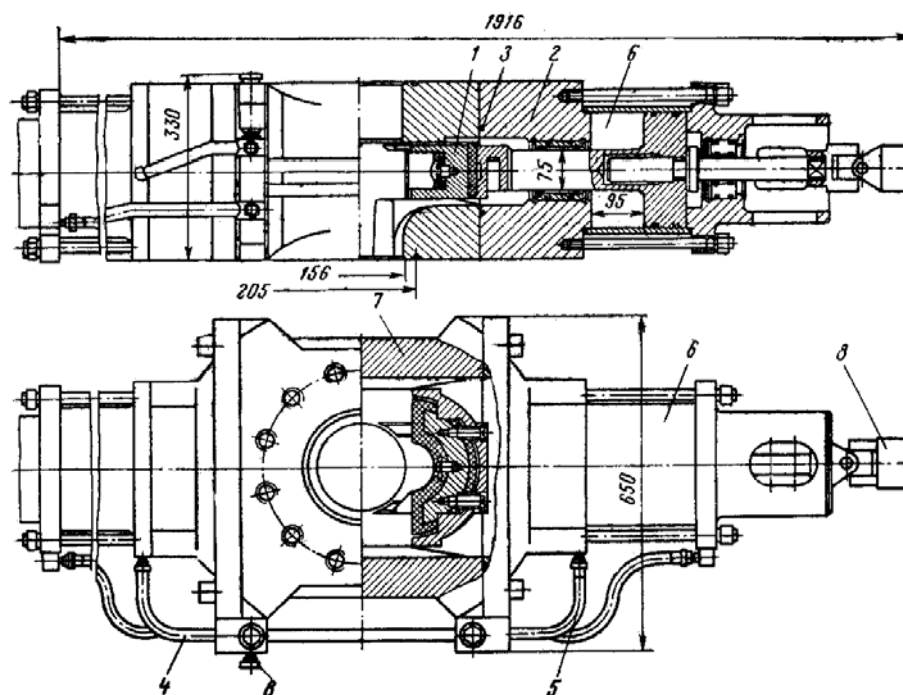


Рисунок 8 - Превентор ППГ-156-320.

Плашки выполнены из металлического корпуса со сменными вкладышами, а сами уплотнения плашек предусмотрены с защитными пластинами. Крышки установлены на шарнирных кольцах и откидываются на них, открывая боковые проемы в корпусе для смены плашек.

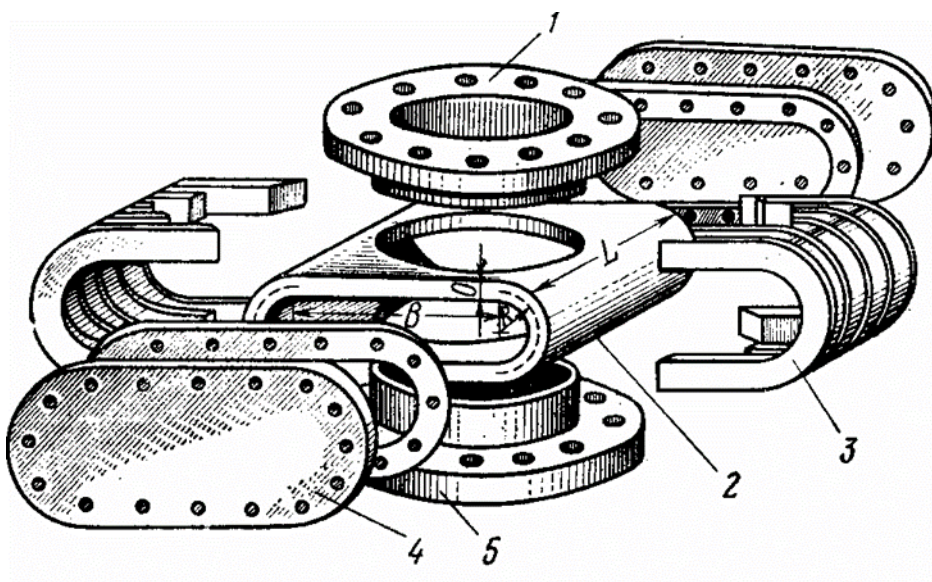


Рисунок 9 - Элементы конструкции корпуса плашечного превентора

Ручной привод предназначен для закрытия плашечных превенторов при отсутствии электроэнергии и разряджении аккумулятора, а также с целью фикса-

ции закрытого положения плашек. Он обеспечивает закрытие превентора при давлении в скважине не более 10—15 Мпа. Плашечные превенторы не обеспечивают герметизации устья скважины, если на уровне плашек располагаются ведущая труба, бурильный замок, муфта и другие части колонны труб, диаметр и геометрические формы которых не соответствуют установленным в превенторе плашкам. При закрытом превенторе допускается медленное расхаживание колонны в пределах гладкой части труб и невозможно вращение, спуск и подъем бурильной колонны.

3.3. Вращающиеся превенторы

В процессе герметизации устья бурящейся скважины часто требуется проводить вращение и расхаживание бурильной колонны, а также спуско-подъемные операции с целью предотвращения прихвата и прилипания бурильного инструмента к стенке скважины. Плашечные и универсальные превенторы для этих действий не предусмотрены и для того, чтобы приподнять инструмент на длину одной бурильной трубы, следует раздвигать плашки плашечного превентора или отжимать массивное резиновое кольцо в универсальном превенторе, нагнетая масло, в верхнюю распорную камеру.

В настоящее время разработаны и выпускаются вращающиеся превенторы, предназначенные для постоянной герметизации устья скважины вокруг ведущей и бурильной труб, замкового соединения и УБТ. При наличии превентора можно расхаживать, проворачивать и вращать инструмент, поднимать бурильные трубы и УБТ.

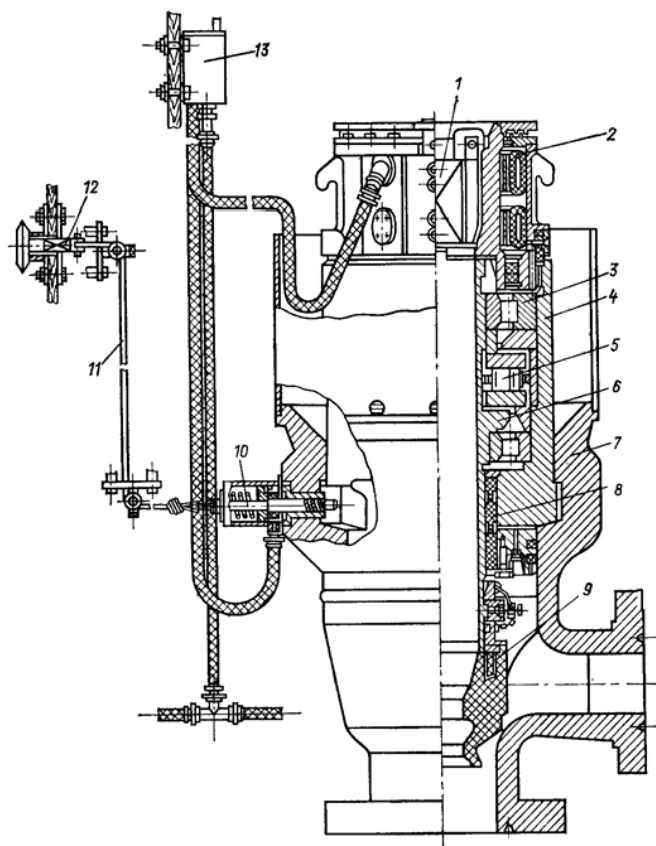


Рисунок 10-Вращающийся превентор ПВ 230-320 Бр

Превентор вращающийся типа ПВ-230-20Бр-1 не входит в комплект превенторных установок по схемам ГОСТ 13862—90 и поставляется отдельно в комплекте с собственной системой дистанционного пневматического управления. Он получил применение при вскрытии продуктивных пластов с использованием газообразных агентов, при бурении на равновесии давления в системе скважина — пласт и т. д. Превентор разработан СКВ завода «Баррикады».

Вращающиеся превенторы не нашли такого широкого применения в буровых организациях, как универсальные, несмотря на то, что роль вращающегося превентора намного важнее при нахождении инструмента в скважине, чем универсального превентора.

Ресурс работы вращающихся превенторов зависит от ресурса подшипников качения и сальников уплотнения. Подшипники качения подбирают по данным заводов, выпускающих подшипники.

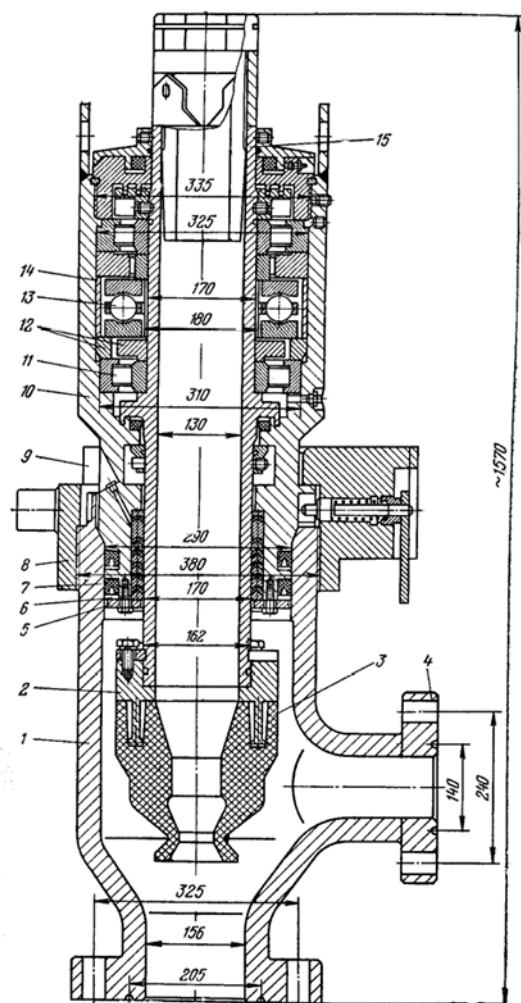


Рисунок 10 - Вращающийся превентор РВ-156-320

В отличие от вращающегося универсальный вращающийся превентор позволяет расхаживать бурильную колонну при ее вращении.

3.4. Превенторы для КРС



Рисунок 1-Плашечный малогабаритный превентор

Плашечный малогабаритный превентор предназначен для предотвращения и ликвидации нефтегазопроявлений путем герметизации устья скважины при проведении аварийных работ.

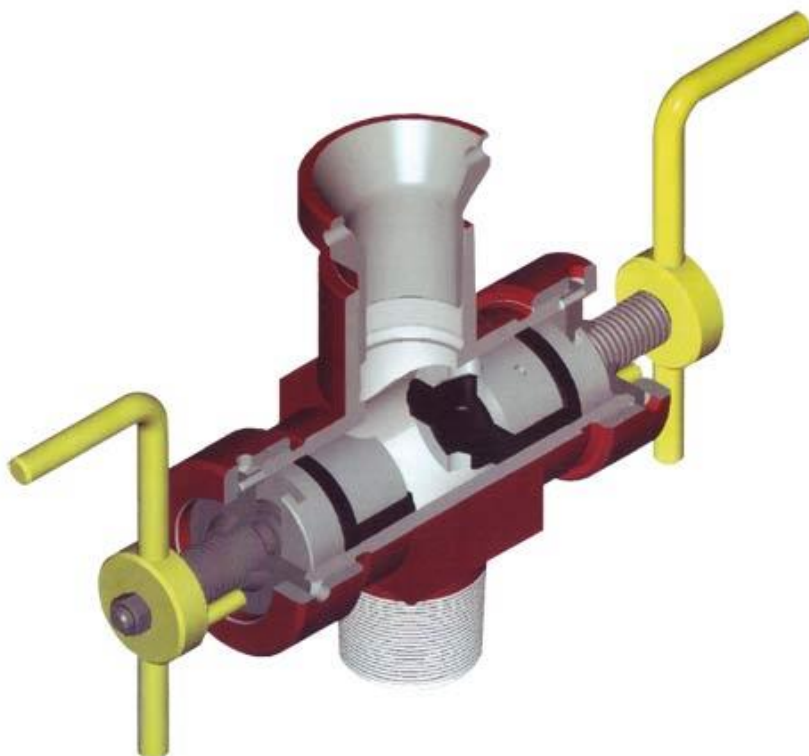


Рисунок 12-Превентор малогабаритный штанговый ПМШЗ - 62 x 21.

Превентор предназначен для герметизации трубного канала лифтовых труб при спуске и подъёме штанг, кабеля геофизического а также для герметизации трубного канала лифтовых труб при отсутствии штанг (после замены трубных плашек на глухие).

3.5. Превенторы для морского бурения



Рисунок 13-ПВО “EVO”

Применение: морские (установка на дне и на поверхности) и наземные скважины. Диаметр отверстия и рабочее давление: 18-3 / 4 " — 15 000 и 20 000 фунт./кв. дюйм. Типы корпуса: Одинарный, сдвоенный, строенный. Активируемые давлением плашки: Да. Гидромеханический фиксатор: EVO-Loc™ и двигатели. Шпильки корпуса вместо болтов: Да. Для расширения возможностей срезания и герметизации выпускаются корпуса с последовательными усилителями. Для срезания обсадных колонн выпускаются корпуса с увеличенным усилием среза.



Рисунок 14—ПВО “TL”

Применение: морские (установка на дне и на поверхности) и наземные скважины. Диаметр отверстия и рабочее давление: 18-3 / 4 " — 5000, 10 000, 15 000 и 20 000 фунт./кв. дюйм. Типы корпуса: одинарный, сдвоенный, строенный. Активируемые давлением плашки: Да. Гидромеханический фиксатор: Ram-Locks (рабочее давление 5000, 10 000 и 15 000 фунт./кв. дюйм); ST lock (рабочее давление 10 000, 15 000, 20 000 и 25 000 фунт./кв. дюйм); Wedgelocks (рабочее давление 5000 фунт./кв. дюйм). Шпильки корпуса вместо болтов: Да. Для расширения возможностей срезания и герметизации выпускаются корпуса с последовательными усилителями. Для срезания обсадных колонн выпускаются корпуса с увеличенным усилием среза.

3.6. Превенторы фирмы “BL”

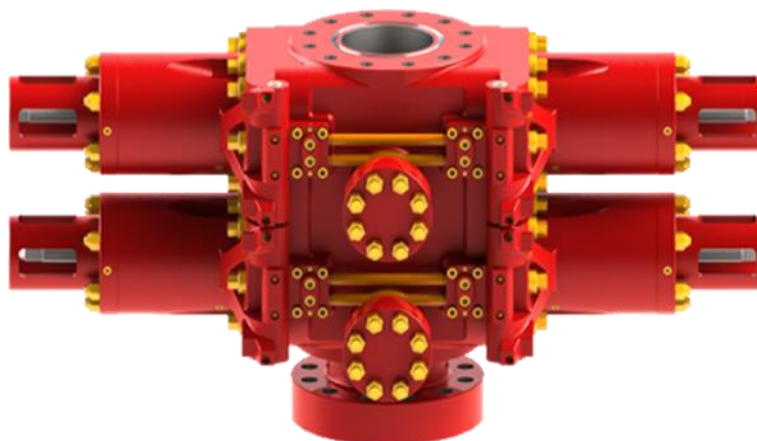


Рисунок 15-Превентор типа “SDO”

Тип превентора “SDO”, рассчитанный на легкое обслуживание и долгосрочную жизнь. Идеально подходит для малых скважин, с более низким давлением.. Превентор типа “SDO” недопускает прокручивание фланцевых зубьев.

Этот проверенный превентор является наиболее популярным в бурении и обслуживании скважин в течение многих десятилетий.

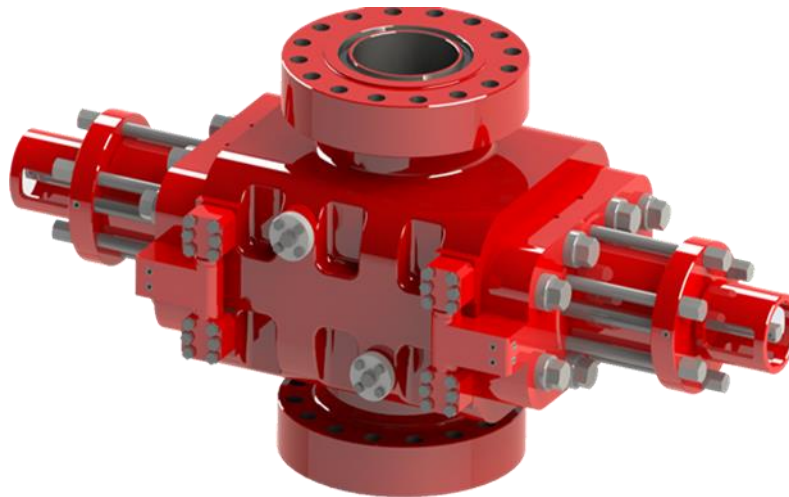


Рисунок 16-Превентор типа “SL”

Тип превентора “SL” предназначен обеспечить надежное перекрытие с простым управлением, чтобы сохранить буровые растворы в отверстиях для обдува. Превентор предназначен для больших скважин и применения более высокого давления сверля. Обеспечивает высокую безопасность и надежность

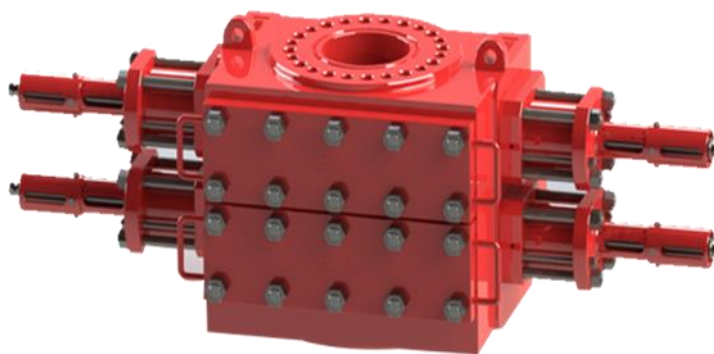


Рисунок 17-Превентор типа “Side open”

Тип превентора “Side open”. Данный превентор специально разработан для применения ГТМ. Есть две боковые пластины, которые закреплены на противоположных сторонах превентора. Диаметр изменяется путем открытия боковой крышки. На превенторе такого типа Фланцевые зубья. В частности, шипованная верхняя и нижняя конфигурация оптимальна на более малых установках должных к своим компактной конструкции и уменьшенному весу. Бюджетная экономия может быть реализована на данной модели благодаря специально разработанному дизайну для объединения путём объединения давлений 3000psi и 5000psi.

3.7 Устьевой герметизатор



Рисунок 18-Герметизатор устьевой ОШН 21-50С

Герметизатор устьевой предназначен для герметизации круглой трубы при наличии давления на устье. Допускает осевое перемещение трубы, вращение, протаскивание трубы снизу вверх и проталкивание сверху вниз под давлением. Герметизация устья опережающих (дегазационных) скважин, в процессе бурения, спуско-подъёмных операций и при остановках бурения, при нахождении бурового става (колонны бурильных труб) в скважине, при вращении или без вращения бурового става, в присутствии давления на устье.

3.8 Превентор с плашками переменного диаметра

Можно выбрать выбрать ручной замок или гидравлический замок плашки, также можно установить срезающую плашку и плашку переменного диаметра по потребности. Формы превентора могут быть цилиндр или трансформатор давления. По бокам корпуса боковые выходы, что удобно для использования. Уплотнение вала плашки осуществляется новым комбинированным

A large, red industrial hydraulic manifold is the central focus of the image. It has a robust, cast-iron appearance with four main ports extending horizontally from its sides. Each port is equipped with a red protective cap. The manifold is mounted on a circular base. In the background, a blue wall features a white sign with the 'KMC' logo and a red crane icon. A yellow 'Drilltech' sign is also visible. The floor is a light-colored concrete.

54

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Объектом исследования является планирование и формирование бюджета научных исследований для строительства разведочной скважины глубиной 4150 м расположенной в Красноярском крае, это является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения исследований.

Целью раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение является проектирование нормативной карты для строительства разведочной скважины глубиной 4150м в Красноярском крае.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

1. Произвести расчет норм времени на производимые операции;
2. Спроектировать нормативную карту строительства разведочной скважины;
3. Произвести расчет сметы для строительства разведочной скважины.

4.1 Основные направления деятельности ООО«Иркутская нефтяная компания»

Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) является одним из крупнейших независимых производителей углеводородного сырья в России. Группа компаний ИНК участвует в геологическом изучении, разведке и разработке 41 лицензионных участков недр, в пределах которых расположено 18 месторождений, на территории Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Красноярского края. На объектах компании ведется комплекс геологоразведочных работ, осуществляется добыча углеводородного сырья.

Основными добывающими активами группы компаний ИНК являются Ярактинское, Даниловское, Марковское нефтегазоконденсатные месторождения, Ичёдинское нефтяное месторождение, а также Аянский лицензионный участок недр, включая Западно-Аянское нефтегазоконденсатное месторождение. ИНК ежегодно наращивает темпы добычи углеводородного сырья (УВС) и по этому показателю входит в число лидеров нефтегазовой отрасли России. За последние восемь лет группа компаний увеличила объем добычи УВС в семь раз – с 1,3 млн тонн в 2011 году до 9 млн тонн в 2018.

В составе группы компаний ИНК действует специальное сервисное подразделение ООО «ИНК-Сервис», которое обеспечивает выполнение около 75% объема буровых работ компании. Компания обладает современным буровым и ремонтным оборудованием, использует в своей работе передовые технологии, имеет уникальный опыт по освоению Восточно-Сибирских недр. Для выполнения работ по поиску и разведке УВС на отдаленных объектах привлекаются бригады других подрядных организаций. В течение 2018 года на лицензионных объектах ИНК была задействована 41 буровая установка, из них 24 буровых ООО «ИНК-Сервис» и 17 – других подрядных организаций.

4.1.1 Организационная структура управления предприятием

На рисунке 5 представлена организационная структура ООО «Иркутская нефтяная компания».

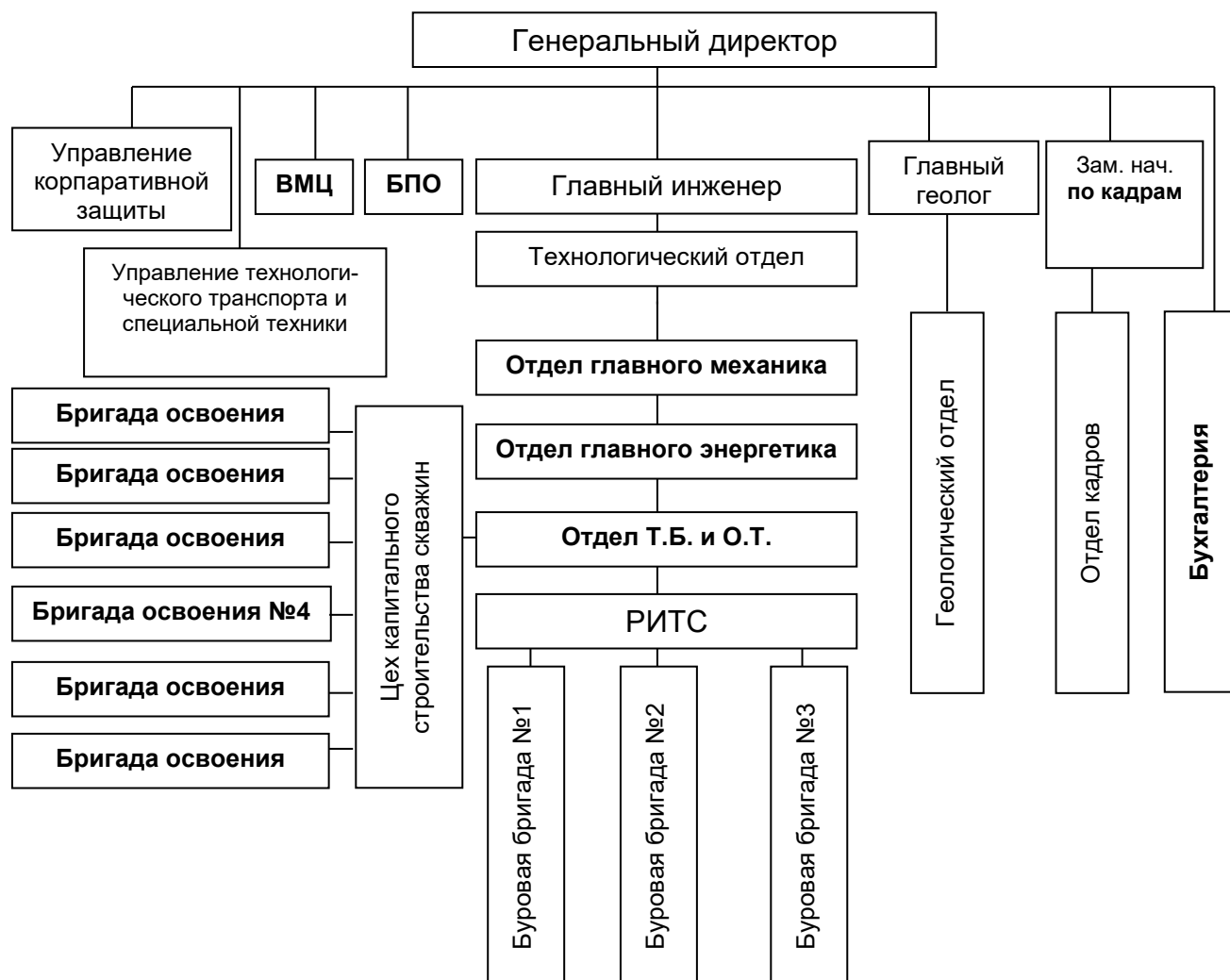


Рисунок 5 – Организационная структура ООО «Иркутская нефтяная компания»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Проектная глубина, м:	4150
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	Дд 490,0 мм на глубину 260 м
- кондуктор	Дд 393,7 мм на глубину 910 м
- техническая	Дд 295,3 мм на глубину 2470 м
- эксплуатационная	Дд 215,9 мм на глубину 4150 м
Буровая установка	БУ5000/320
Оснастка талевой системы	5х6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-1180
производительность, л/с:	
- в интервале 0-260м	64
- в интервале 260-910м	60
- в интервале 910-2470	36
- в интервале 2470-4150	30
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0-260м	УБТ 245х135 Д – 24 м
- в интервале 260-910м	УБТ 203х80 Д – 48 м
- в интервале 910-2470м	УБТ 203х80 Д – 64 м
- в интервале 2470-4150м	УБТ 203х80 Д – 64 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 260-910 м	ДР-240.3000.78
- в интервале 910-2470 м	ДР-240.5000.56
- в интервале 2470-4150 м	Д-178.5000.45
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-260 м	127'13,19
- в интервале 260-910 м	127'13,19
- в интервале 910-2470 м	127'13,19
- в интервале 2470-4150 м	127'13,19
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-260	490 GRDP 115
- в интервале 260-910 м	БИТ 393,7 В 419 TCP
- в интервале 910-2470 м	БИТ 295,3 ВТ 419 CP
- в интервале 2470-4150 м	БИТ 215,9 В 713

4.2.1 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	260	260	0,037	570
2	260	910	650	0,039	1490
3	910	2470	1560	0,057	1370
4	2470	4150	1680	0,071	1420

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
260	0,037	9,62
910	0,039	35,49
2470	0,057	140,79
4150	0,071	294,65
Итого		480,55

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

$$n = H / П, \quad (17)$$

где H – количество метров в интервале;

$П$ – 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>
260	570	0,13
650	1490	1,08
1560	1370	1,57
1680	1420	0,96
Итого на скважину		3,74

4.3 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;

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

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 26 [34,39].

Таблица 26 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки долота, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-260	490,0	570	11	24	0-100 100-200 200-300	0,0116 0,0128 0,0141	1,16 1,28 1,41
Кондуктор	260-910	393,7	1490	12	32	400-500 500-600 600-700 700-800 800-900	0,0141 0,0141 0,0141 0,0150 0,0153	1,41 1,41 1,41 1,50 1,53
Техническая	910-2470	295,3	1370	12	32	900-1000 1000-1100 1100-1200 1200-1300 1300-1400 1400-1500 1500-1600 1600-1700 1700-1800 1800-1900 1900-2000 2000-2100 2100-2200 2200-2300 2300-2400 2400-2500	0,0155 0,0161 0,0172 0,0183 0,0185 0,0188 0,0194 0,0205 0,0225 0,0235 0,0241 0,0244 0,0247 0,0250 0,0251 0,0253	1,55 1,61 1,72 1,83 1,85 1,88 1,94 2,05 2,25 2,35 2,41 2,44 2,47 2,50 2,51 2,53

Продолжение таблицы 26

Эксплуатационная	2470-4150	215,9	1420	12	32	2500-2600	0,0261	2,61
						2600-2700	0,0273	2,73
						2700-2800	0,0285	2,85
						2800-2900	0,0297	2,97
						2900-3000	0,0309	3,09
						3000-3100	0,0311	3,11
						3100-3200	0,0316	3,16
						3300-3400	0,0324	3,24
						3400-3500	0,0335	3,35
						3500-3600	0,0346	3,46
						3600-3700	0,0349	3,49
						3700-3800	0,0361	3,61
						3800-3900	0,0382	3,82
						3900-4000	0,0401	4,01
						4000-4100	0,0407	4,07
						4100-4200	0,0416	4,16
Итого								98,73

Таким образом, произведен расчет нормативного времени на спуско-подъемные операции в количестве 98,73 ч.

4.4 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей, расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента, расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

кондуктор – 3 минуты;

техническая колонна – 5 минут;

эксплуатационная колонна – 8 минут;

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.

Таким образом, принимаем время ОЗЦ направления - 4 ч, кондуктора - 10 ч, технической колонны – 18 ч, эксплуатационной колонны - 22 ч.

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 цементирования 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:

$$L_c = 260 - 10 = 250 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n ,

м ведущая труба (24 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле 20:

$$L_T = L_c - L_n [34,39], \quad (20)$$

Для направления [21;22].:

$$L_T = 250 - 17 = 233 \text{ м}$$

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:

$$N = 233/250 = 0,93 \approx 1 \text{ штука}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 минут

$$T_{\text{конд.}} = 0,93 \cdot 2 + 5 = 6,8 \text{ минуты}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 910 - 10 = 900 \text{ м}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м}$$

$$L_T = 900 - 17 = 883 \text{ м}$$

$$N = 883/24 = 36,7 \approx 37 \text{ штук}$$

$$T_{\text{конд.}} = 37 \cdot 2 + 5 = 79 \text{ минут}$$

Для технической колонны:

$$L_c = 2470 - 10 = 2460 \text{ м}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м}$$

$$L_T = 2460 - 17 = 2443 \text{ м}$$

$$N = 2443/24 = 101,7 \approx 102 \text{ штуки}$$

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

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 4150 - 10 = 4140 \text{ м}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м}$$

$$L_T = 4140 - 17 = 4123 \text{ м}$$

$$N = 4123/24 = 171,7 \approx 172 \text{ штуки}$$

$$T_{\text{конд.}} = 172 \cdot 2 + 5 = 349 \text{ минут}$$

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]:

$$\Sigma = 6,8 + 79 + 209 + 349 + 3 \times (7 + 17 + 42) = 4268,8 \text{ мин} = 71,14 \text{ ч.}$$

Таким образом, в данном разделе рассчитали глубину спуска бурильного инструмента 250 м, длину неизменной части бурильного инструмента 17 м, длину бурильных труб 233 м, количество спускаемых труб, количество спускаемых свечей $0,93 \approx 1 \text{ шт}$, продолжительность бурения цементной пробки 71,14 ч.

4.5 Расчет нормативного времени на геофизические работы, расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами, расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

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

Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

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

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.

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 274,33 часов или 11,43 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$274,33 \times 0,066 = 18,105 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$274,33 + 18,105 + 25 = 317,435 \text{ ч} = 13,2 \text{ суток.}$$

Таким образом, нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 274,33 часов или 11 суток, а общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

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

4.6 Сметная стоимость строительства скважины

4.6.1 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, независимыми 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 таблице 27.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 27.

Таблица 27– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,18	2,33	0,09
кондуктор	38,41	41,09	1,71
техническая колонна	172,13	184,17	7,67
эксплуатационная колонна	287,81	351,2	14,63
Крепление:			
направление	3,56	3,84	0,16
кондуктор	16,0	17,28	0,72
техническая колонна	32,4	38,12	1,59
эксплуатационная колонна	61,2	66,14	2,75
Итого	613,69	704,17	29,33

Таким образом, произведен сметный расчет на бурение и крепление скважины. Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Л.3 приложения Л.

4.5 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.

$$V_M = 4150 / 480,55 = 9 \text{ м/час};$$

б) по формуле рейсовая скорость V_p , м/ч

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

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

$$V_p = 4150 / (71,74 + 480,55) = 7,5 \text{ м/час};$$

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

$$V_K = 4150 \cdot 720 / 613,69 = 4868 \text{ м/ст.мес};$$

г) по формуле 27 проходка на долото h_d , м [34.39]

$$h_d = H / n, \quad (27)$$

где n – количество долот;

$$h_d = 4150 / 5,7 = 728 \text{ м}.$$

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

$$C_{clm} = (105196124 - 40599) / 4150 = 25338 \text{ рублей}.$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 28.

Таблица 28 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	4150
Продолжительность бурения, суток	7,5
Механическая скорость, м/ч	9
Рейсовая скорость, м/ч	7,5
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	4868
Проходка на долото, м	728
Стоимость одного метра	25338

Таким образом, были произведены расчеты технико-экономических показателей проходки скважины, таких как: механической скорости, которая равна 9 м/ч, рейсовой скорости – 7,5 м/ч, коммерческой скорости – 4868 м/ст.-мес., расчет проходки на долото – 728м, расчет себестоимости одного метра строительства скважины – 25338 рублей.

Вывод по разделу “Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение”

1: Произведен расчет нормативного времени на механическое бурение, который позволяет определить время на механическое бурение в определенных интервалах бурения, а также расчет нормативного количества долот, для определения количества долот на строительство. Произведен расчет нормативного времени на СПО. Данный расчет позволяет узнать время, которое будет затрачено на спускоподъемные операции. Произведены расчеты нормативного времени на установку центрирующих фонарей, а также времени ожидания затвердевания цемента. Произведенные расчеты показывают затраченное время на эти операции. Произведен расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки. При расчете была определена глубина спуска бурильного инструмента, рассчитана длина неизменной части бурильного инструмента и бурильных труб, рассчитано количество спускаемых свечей, в итоге определено суммарное время на разбуривание цементных пробок. Для дальнейших расчетов принимается среднее фактическое время комплекса ГИС и общее нормативное время на проведение вспомогательных работ. Произвели расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.

2: Спроектирована нормативная карта строительства скважины, которая показана в приложении К, она позволяет определить нормативную продолжительность работ, на карте указаны затраты времени на каждый вид работ, которые должны быть выполнены при бурении. В ходе проведенных расчетов определена сметная стоимость строительства скважины – 25338 рублей за один метр строительства скважины

3: Произвели сметный расчет на крепление и бурение скважины, производится расчет технико-экономических показателей, таких как механическая скорость, рейсовая скорость, коммерческая скорость, проходка на долото, сметная стоимость. Данные расчеты внесены в таблицу 27. Произведены расчеты норм времени на производимые операции, такие как: нормативное время на СПО, установку центрирующих фонарей и т.д

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

Первопричиной всех травм и заболеваний, связанных с процессом труда, является неблагоприятное воздействие на организм занятого трудом человека тех или иных факторов производственной среды и трудового процесса. Это воздействие, приводящее в различных обстоятельствах к различным результирующим последствиям, зависит от наличия в условиях труда того или иного фактора, его потенциально неблагоприятных для организма человека свойств.

В соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» объекты нефтегазового комплекса относятся к опасным производственным объектам (ОПО). В целях обеспечения производственной безопасности на предприятиях Нефтяной промышленности необходимо предпринимать меры по предупреждению и снижению влияния опасных и вредных производственных факторов.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются такие вопросы как: правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности; производственная безопасность; экологическая безопасность.

Основной целью является выявление возможных вредных и опасных факторов на производстве, а также анализ воздействия предполагаемых источников загрязнения на окружающую среду, возникающих в результате реализации проекта на строительство скважины.

5.1 Профессиональная социальная ответственность

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке (ст.264;298ТКРФ).

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты – ст. 219 ТК РФ. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

Все работники лаборатории обязаны пройти инструктаж по технике безопасности: знать меры при возникновении ЧС, расположение первичных средств пожаротушения, план эвакуации и нахождение кнопок оповещения.

5.2 Производственная безопасность

Таблица 29 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изго- товле-	Экс- плуата-	
1.Расположение рабочего ме- ста на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	+	+	+	ПОТР М-012-2000-Межотраслевые пра- вила по охране труда при работе на высо- те
2.Движущиеся машины и ме- ханизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91-оборудование произ- водственное. ГОСТ 12.4.011-89- средства защиты ра- ботающих. ГОСТ 12.2.062-81- оборудование произ- водственное ГОСТ 12.4.026-2001-цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигналь- ная
3.Пожаровзрывобезопасность		+	+	ГОСТ 12.1.004-91-пожарная безопасность
4.Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-79-электробезопасность
5.Превышение уровней виб- рации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004-вибрационная без- опасность ГОСТ 31192.2-2005-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на че- ловека ГОСТ 31319-2006-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на че- ловека
6.Превышение уровней шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014-шум ГОСТ 17.2.2.03-87-атмосфера
7.Недостаточная освещен- ность рабочей зоны	+	+	+	СНиП 23-05-95- естественное и искус- ственное освещение ГОСТ 12.1.005-88- общие санитарно- гигиенические требования к воздуху ра- бочей зоны СанПиН 2.2.4.548–96- Гигиенические требования к микроклимату производ- ственных помещений

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению

Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

Согласно ПОТ Р М-012-2000 к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте, при этом основным средством, предохраняющим работников от падения, является предохранительный пояс.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц.

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91, здесь описываются такие требования как:

- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;
- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета. [29]

Пожаровзрывобезопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются

горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества. [28]

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принимать меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91. [28]

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91: огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з)-2 шт.; ведро пожарное-2 шт.; багры-3 шт.; топоры-3 шт.; ломы-3 шт.; ящик с песком, 0,2 м³-2 шт.

Электробезопасность

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением),

отсутствие заземления и др. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи.

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

- Поражение электрическим током может произойти в следующих случаях:
 - прикосновение к изолированным токоведущим частям установки;
 - прикосновение к двум точкам земли, имеющим разные потенциалы;
- освобождение другого человека из-под напряжения.

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами по ГОСТ 12.1.019-79 [9].

Превышение уровней вибрации

на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004. [27]

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. 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, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

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 после-ремонтного 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. [27]

Превышение уровней шума

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения

(разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

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. [26]

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещенность - важнейший параметр на рабочем месте работника, обеспечивающий комфортные условия, повышенную эффективность и безопасность труда, снижает утомление, сохраняет высокую работоспособность. Недостаточное освещение влияет на функционирование зрительного аппарата, то есть определяет зрительную работоспособность, на психику человека, его эмоциональное состояние, вызывает усталость центральной нервной системы, возникающей в результате прилагаемых усилий для опознания четких или сомнительных сигналов.

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

Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.2.4.548-96.

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

На основании проведенной оценки воздействия намечаемой деятельности на атмосферный воздух целесообразны следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха от химического воздействия: 1. Выбор местоположения

объекта с соблюдением архитектурно-планировочных решений.; 2. Контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники в расчетных пределах.; 3. Двигатели автомобилей и специальной техники на время простоев должны быть заглушены.; 4. Допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии, эксплуатация в строгом соответствии с техническими инструкциями: ГОСТ 17.2.2.03-87.; 5. Необходимо предусмотреть дегазацию объекта.

Мероприятия по обращению с отходами

Разработаны следующие мероприятия по обращению с отходами на периоды строительства и эксплуатации объекта: - организованный сбор и утилизация отходов производства и потребления на период строительства и при эксплуатации объекта; - при вводе объекта после строительства в эксплуатацию - заключение договора на утилизацию и вывоз опасных отходов. - организация мест временного хранения отходов в соответствии с санитарными требованиями и нормами, для исключения загрязнения почвы, поверхностных вод, атмосферного воздуха; - своевременная утилизация отходов с территории проектируемого объекта в целях недопущения захламления территории.

Мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций на объектах

При эксплуатации объекта может возникнуть множество аварийных ситуаций, связанных с производственным процессом. Основные блоки аварийных ситуаций: аварии, связанные с незначительным воздействием на окружающую среду и производственными травмами; - горение отходов. В случае горения максимальный вред будет нанесен атмосферному воздуху как основной транспортирующей среде. Для тушения пожаров на объектах используют огнетушители. Большие возгорания тушат средствами противопожарной безопасности, пожарными машинами или насосами из пожарных резервуаров.

При эксплуатации объекта возможно возникновение следующих аварийных ситуаций: пролив ГСМ; аварии автотранспорта; другие ситуации, связанные с производственными травмами. Профилактика аварийных ситуаций, связанных с производственными травмами производится путем проведения регулярных слушаний по технике безопасности среди работников. При проливе ГСМ рекомендуется: - оценить масштаб пролива и требуемое количество человек для его ликвидации; локализовать разлив, если он значительный и распространяется по рельефу; приступить к ликвидации путем засыпки пятна разлива имеющимся на полигоне грунтом.

5.3 Экологическая безопасность

Влияние на литосферу

В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах (городах, поселках). При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа. Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву; сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях; после сооружения всех скважин на кусте необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы; необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдёт загрязнение водяного пласта. С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников; очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики); контроль за герметичностью амбара; предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты; строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора; создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль (растительного и вулканического, космического происхождения), туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной, дорожной техники, выбросы вредных веществ предприятиями, заводами. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух, на производстве фильтрующие элементы и их утилизацию согласно экологическим нормам.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В зоне расположения проектируемого объекта и места строительства скважины (Красноярский край) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При появлении первых признаков газонефтеводопроявления необходимо срочно принимать меры по их ликвидации. Во-первых, нужно прекратить добычу нефти из проблемной скважины, а, во-вторых, для предупреждения осложнений от ГВНП и на соседних скважинах при наличии интенсивной разработки нефтеносного пласта. При обнаружении ГНВП вахта должна выполнить герметизацию устья, ствола и канала скважины, а также информировать о ситуации руководство. После подтверждения факта газонефтеводопроявления вызывается спецбригада по его устранению. К работам по устранению ГНВП допускают только рабочих и специалистов, которые прошли специальное обучение и подготовку по спецкурсу.

Ликвидация ГНВП производится с применением спецоборудования, которое позволяет спустить в ствол бурильные трубы в условиях высокого давления. С целью приостановки газонефтеводопроявления одновременно создаётся оптимальное выравнивающее давление в стволе, равное или превышающее пластовое.

Если при спуске оборудования вследствие газонефтеводопроявления возникает фонтанирование, то принимаются меры по его глушению в соответствии с аварийным расписанием. Для этого дополнительно потребуется привлечение представителей органов по технадзору.

Для перекрытия скважины при газонефтеводопроявлении применяется баритовая пробка, создающая непроницаемый экран в пластах и позволяющая установить над ней цементный мост. Если ГНВП вскрывается при работе двух насосов, то предусматривают их работу из одной ёмкости либо с установленными запорными устройствами между двумя емкостями.

В данной работе был проведен анализ основных опасных и вредных факторов при строительстве разведочной скважины глубиной 4150 метров в Красноярском Крае, такие как: расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли; движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; пожаровзрывобезопасность; электробезопасность; превышение уровней вибрации; превышение уровня шума; перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; разработка действий в результате возникшей ЧС и мере по ликвидации её последствий; пожаровзрывобезопасность.

Предложенные средства индивидуальной и коллективной защиты минимизируют риски получения травм и нанесения вреда здоровью персоналу с приведёнными факторами. Уделено внимание возможным источникам загрязнения окружающей среды и природоохранным мероприятиям для обеспечения ее экологической безопасности, сохранению природных ресурсов и залежей. Были приведены особенности трудового законодательства относящихся к данному проекту. Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

Был разработан порядок действий в результате возникновения ЧС и меры по ликвидации ее последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе согласно геологическим данным, требования безопасности в нефтяной и газовой промышленности произведено проектирования технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 4150 м на нефтяном месторождении с предполагаемым дебитом 160 м³/сут.

В технологической части проекта произведено обоснование профиля скважины согласно требованиям заказчика, анализ пластового давления и давления гидроразрыва, обоснования и расчет конструкции скважины, проектирование противовыбросового оборудования, выбор способа и оборудования для бурения, расчет параметров бурения для достижения максимальной механической скорости проходки, расчет и выбор бурового раствора для бурения и заканчивания скважины, обоснование технических средств для отбора керна, расчет крепления скважины, проектирования оборудования для испытания продуктивного пласта, а также выбор буровой установки удовлетворяющей безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Согласно результатам проведенных исследований связанных с развитием PDC вооружения породоразрушающего инструмента было выявлено, что потенциал лопастного породоразрушающего инструмента не исчерпан и существуют пути повышения эффективности применения PDC долот с достижением наилучших результатов в сложных условиях бурения.

Произведен анализ организационно-экономической части проекта, обрисована структура бурового предприятия получено нормативное время на бурение и крепления скважины, а также сводный сметный расчет стоимости скважины.

В социальной части отображены перечень вопросов и решений в производственной и экологической безопасности.

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		Элементы залегания (падения)		Коэффи- циент ка- вернозно- сти интер- вала (средне- взвешен- ная вели- чина)
от	до			пластов по подошве		
(кровля)	(подошва)	название	индекс	угол		
				град	мин	
1	2	3	4	5	6	7
0	200	Четвертичная система	Q	-	-	1,33
200	470	Меловая система	K ₁	-	-	1,2
Юрская система:						
470	700	верхний отдел	J ₃	-	-	1,2
700	860	средний + нижний отделы	J ₁₋₂	-	-	1,2
		Триасовая система:				
860	1140	верхний + средний отделы	T ₂₊₃ nm	-	-	1,2
1140	1250	средний отдел	T _{2an}	-	-	1,2
		нижний отдел:				
1250	1300	харалейская свита	T _{1hr}	-	-	1,2
1300	1610	чаркабожская свита	T _{1cb}	-	-	1,1
Пермская система:						
1610	1860	верхний отдел	P ₂ u	-	-	1,1
		нижний отдел:				
1860	1970	кунгурский ярус	P _{1k}	-	-	1,1
1970	2020	артинский ярус	P _{1ar}	-	-	1,1
2020	2080	ассельский + сакмарский ярусы	P _{1a+s}	-	-	1,1
Каменноугольная система:						
2080	2140	верхний + средний отделы	C ₂₊₃	-	-	1,1
		нижний отдел:				
		верхнесерпуховскийподъярус:				
2140	2180	протвинский горизонт	C _{1s2pr}	-	-	1,1
		нижнесерпуховскийподъярус				
2180	2320	тарусовский + стешевский го- ризонты	C _{1s1tr+st}	-	-	1,05
2320	2420	визейский ярус	C _{1v}	-	-	1,05
2420	2470	турнейский ярус	C _{1t}	-	-	1,05

Продолжение таблицы А.1

Девонская система:						
2470	2600	верхне и среднефаменские- подъярусы	D ₃ fm ₃₊₂	-	-	1,05
2600	2800	елецкий горизонт	D ₃ fm _{1el}	-	-	1,05
		нижнефаменский подъярус:				
2800	3060	задонский горизонт	D ₃ fm _{1zd}	-	-	1,05
		верхнефранский подъярус:				
3060	3530	евлано-ливенские горизонты	D ₃ f _{3ev+l} v	-	-	1,05
		верхне и среднефранские подъярусы:				
3530	3700	доманиковый + ветлосянский + сирочайский горизонты	D ₃ f ₂₊₃ dm+vt+s rc	-	-	1,34
срдне и нижнефранский подъярусы:						
3700	3854	тиманский + саргаевский гори- зонты	D ₃ f ₁₊₂ tm+sr	-	-	1,34
3854	4065	джъерский горизонт	D ₃ f ₁₊₂ dzr	1	30	1,34
		средний отдел:				
4065	4150	старооскольский горизонт	D ₂ st	2	30	1,34

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Состав разреза	
	от	до	краткое название горной породы	содержание в интервале, %
	(верх)	(низ)		
1	2	3	4	5
Q	0	200	суглинок, песок, глина	50 40 10
K ₁	200	470	песок, алевролит, глина	35 25 40
J ₃	470	700	глина, мергель, алевролит	70 10 20
J1-2	700	860	алевролит, глина, песчаник, песок	20 5 5 70
T2+3 nm	860	1140	алевролит, глина, песчаник	30 35 35
T2an	1140	1250	алевролит, глина, песчаник	30 40 30
T2hr	1250	1300	алевролит, глина, песчаник	30 40 30
T2cb	1300	1610	алевролит, глина, песчаник	30 40 30
P2 u	1610	1860	песчаник, алевролит, глина	5 45 50
P1k	1860	1970	песчаник, аргиллит, алевролит, известняк	60 15 15 10
P1ar	1970	2020	алевролит, глина, известняк	25 15 60
P1a+s	2020	2080	известняк, аргиллит	95 5
C2+3	2080	2140	известняк, аргиллит	70 30
C1k	2140	2180	известняк, доломит	30 40

Продолжение таблицы А.2

C _{1s1tr+st}	2180	2320	известняк, доломит, ангидрит	40 30 30
C _{1v}	2320	2420	известняк, доломит, глина, алевролит	85 10 3 2
C _{1t}	2420	2470	известняк, алевролит, песчаник	65 25 10
D _{3 fm3+2}	2470	2600	известняк, аргиллит, песчаник, алевролит, мергель	88 5 1 1 5
D _{3fm1el}	2600	2800	известняк, аргиллит, мергель	40 30 30
D _{3fm1zd}	2800	3060	известняк, аргиллит, мергель	40 30 30
D _{3f3ev+lv}	3060	3530	известняк, аргиллит, мергель, доломит	70 5 5 20
D _{3f2+3} dm+vt+src	3530	3700	известняк, глина	95 5
D _{3f1+2} tm+sr+dzr	3700	4065	известняк, аргиллит, песчаник, мергель	85 5 5 5
D _{2st}	4065	4150	песчаник, аргиллит, алевролит, мергель	60 15 15 10

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

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интер- вал, м		Крат- кое назва- ние горной породы	Плот- ность, г/см ³	Пори- стость, %	Проница- емость, дарси	Глини- стость %	Карбо- натность %	Пре- дел теку- чести, кгс/мм ²	Твер- дость, кгс/мм ²	Коэф- фициент пла- стично- сти	Абра- зивность (класс)	Катего- рия по- роды по промыс- ловой класси- фикации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (ве- рх)	до (н из)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	200	суглин- ки, пес- ки, гли- ны	2,33, 2,30, 2,71	39 30 30	0,01-2,5	10 - 30	- 1-2 1-2	- 6-17 -	10 150 80	1,1-4,5 1,1-4,5 1,1-4,5	I-II I-II -	М М М
K ₁	200	470	пески, алевро- лит, глины	2,33 2,30 2,71	30 13 30	0,01-2,5	- - 40	1-2 1 1-2	6-17 21-164 6-24	150 100 80	1,1-4,5 1,6-4,3 1,1-4,5	I-II I-II I-IV	М М М
J ₃	470	700	глины, мерге- ли, алевро- литы	2,30 2,65 2,71	30 9 13	0,01-2,5	15 30 -	1-2 10 1	6-24 88-273 21-164	80 100 100	1,1-4,5 1,0-1,9 1,6-4,3	I-II I-IV I-IV	М М М
J ₁₋₂	700	860	пески, глины, песча- ники	2,30 2,65 2,71 2,73	30 13 30 9	0,01-2,5	- - 40 -	1-2 1 1-2 1-2	6-17 21-164 6-24 9-213	150 100 80 210	1,1-4,5 1,6-4,3 1,1-4,5 1,1-4,5	I-II I-II I-IV III-VIII	М М М С

Продолжение таблицы А.3

T ₂₊₃ nm	860	1140	алевро- лит, глины, песчани- ки	2,65 2,71 2,73	13 30 9	0,01-2,5	10 30 -	1 1-2 1-2	21-164 6-24 9-213	100 80 210	1,6-4,3 1,1-4,5 1,1-4,5	I-II I-IV III-VIII	M M C
T _{2an+hr+cb}	1140	1610	алевро- лит,глины песчанки	2,65 2,71 2,73	13 30 9	0,01-2,5	10 40 -	1 1-2 1-2	21-164 6-24 9-213	100 80 210	1,6-4,3 1,1-4,5 1,1-4,5	I-II I-IV III-VIII	M M C
P ₂ u	1610	1860	алевро- лит,глины песчанки	2,65 2,71 2,73	13 30 9	0,01-2,5	5 50 -	1 1-2 1-2	21-164 6-24 9-213	100 80 210	1,6-4,3 1,1-4,5 1,1-4,5	I-II I-IV III-VIII	M M C
P _{1k}	1860	1970	алевро- лит,песча нки,аргил лты,извес тняки	2,65 2,73 2,74 2,74	13 9 3 10	0,01-2,5	15 30 10 -	1 1-2 1-3 10	21-164 9-213 30-182 88-273	100 210 100 200	1,6-4,3 1,1-4,5 1,8-4,2 1,0-1,9	I-II III-VIII I- III V-VI	M C M C
P _{1ar}	1970	2020	алевро- лит,глины, известнки	2,65 2,71 2,74	13 30 10	0,01-2,5	10 50 -	1 1-2 10	21-164 6-24 88-273	100 80 200	1,6-4,3 1,1-4,5 1,0-1,9	I-II I-IV V-VI	M M C
P _{1a+s}	2020	2080	аргилли- ты,извест няки	2,74 2,74	9 10	0,01-2,5	10 -	1-3 50	30-182 88-273	100 200	1,8-4,2 1,0-1,9	I-III V-VI	M C
C ₂₊₃	2080	2140	аргилли- ты,извест няки	2,74 2,74	9 10	0,01-0,5	10 -	1-3 50	30-182 88-273	100 200	1,8-4,2 1,0-1,9	I-III V-VI	M C

Продолжение таблицы А.3

C _{1s2pr}	2140	2180	аргилли- ты,извест нки,долом иты	2,74 2,74 2,83	9 10 8	0,01-0,5	10 - -	1-3 30 20	30-182 88-273 88-273	100 200 300	1,8-4,2 1,0-1,9 1,0-1,9	I-III IV-V V-VI	M C T
C _{1s1tr+st}	2180	2320	ангидри- ты,извест нки,долом иты	2,89 2,74 2,83	- 10 8	0,01-0,5	- - -	1-3 30 20	30-182 88-273 88-273	100 200 300	1,8-4,2 1,0-1,9 1,0-1,9	I-III IV-V V-VI	M C T
C _{1v}	2320	2420	Алевро- лит,извест няки, доломиты	2,65 2,71 2,74 2,83	13 30 10 8	0,01-0,5	10 50 - -	1 1-2 50 20	21-164 6-24 88-273 88-273	100 80 200 300	1,6-4,3 1,1-4,5 1,0-1,9 1,0-1,9	I-II I-IV IV-V V-VI	M M C T
C _{1t}	2420	2470	алевроли, песчани- ки,извест няки	2,65 2,73 2,74	13 9 10	0,01-0,5	15 30 -	1 1-2 10	21-164 9-213 88-273	100 210 200	1,6-4,3 1,1-4,5 1,0-1,9	I-II III-VIII V-VI	M C C
D3 fm3+2	2470	2600	Алевро- лит,песча нки,аргил лты,извес тнки,мерг ели	2,65 2,73 2,74 2,74 2,61	13 9 3 10 9	0,01	15 5 10 - -	1 1-2 1-3 60 20	21-164 9-213 30-182 88-273 88-273	100 210 100 200 100	1,6-4,3 1,1-4,5 1,8-4,2 1,0-1,9 1,0-1,9	I-II III-VIII I- III V-VI I-III	M C M C M
D3fm1el	2600	2800	аргилли- ты,извест ня- ки,мергел и	2,74 2,74 2,61	3 10 9	0,01	10 - -	1-3 60 20	30-182 88-273 88-273	100 200 100	1,8-4,2 1,0-1,9 1,0-1,9	I-III V-VI I-III	M C M
D3fm1zd	2800	3060	аргилли- ты,извест нки,мерге ли	2,74 2,74 2,61	3 10 9	0,01	10 - -	1-3 60 20	30-182 88-273 88-273	100 200 100	1,8-4,2 1,0-1,9 1,0-1,9	I-III V-VI I-III	M C M

Окончание таблицы А.3

D3f3ev+lv	3060	3530	аргиллиты, известняки, мергели, доломиты	2,74	3	0,01	10	1-3	30-182	100	1,8-4,2	I-III	M
				2,74	10		-	50	88-273	200	1,0-1,9	V-VI	C
				2,61	9		-	-	88-273	100	1,0-1,9	I-III	M
				2,83	8		-	20	88-273	300	1,0-1,9	V-VI	T
D3f2+3 dm+vt+src	3530	3700	глины, известняки	2,71	30	0,01	50	1-2	6-24	80	1,1-4,5	I-IV	M
				2,74	10		-	10	88-273	200	1,0-1,9	V-VI	C
D3f1+2 tm+sr+dzt	3700	4065	песчаники, аргиллиты, известняки, мергели	2,73	9	0,002- 0,03	5	1-2	9-213	210	1,1-4,5	III-VIII	C
				2,74	3		10	1-3	30-182	100	1,8-4,2	I-	M
				2,74	10		-	60	88-273	200	1,0-1,9	III	C
				2,61	9		-	20	88-273	100	1,0-1,9	V-VI I-III	M
D2st	4065	4150	алевролит, песчаники, аргиллиты, глины	2,65	13	0,01	15	1	21-164	100	1,6-4,3	I-II	M
				2,73	9		5	1-2	9-213	210	1,1-4,5	III-VIII	C
				2,74	3		10	1-3	30-182	100	1,8-4,2	I-	M
				2,71	30		50	1	6-24	80	1,1-4,5	III I-IV	M

Приложение Б

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

Интервал	0–260	260–910	910–2470	2470–4150
Исходные данные				
D_d , м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,6	0,5	0,4
K_k	1,3	1,2	1,1	1,3
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,13	0,11
V_m , м/с	0,011	0,008	0,005	0,0041
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,089	0,89
$d_{мах}$, м	0,219	0,203	0,240	0,172
$d_{нмах}$, м	0,0279	0,0254	0,0127	0,0111
n	3	5	5	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,15	0,15	0,15
ρ_p , г/см ³	1,25	1,14	1,12	1,13
ρ_n , г/см ³	1,5	2,26	2,3	2,7
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	62	34	34	11
Q_2 , л/с	63	29	33	9
Q_3 , л/с	120	70	85	45
Q_4 , л/с	60	45	36	10
Q_5 , л/с	44	48	28	19
Q_6 , л/с	-	30-75	30-75	20-45

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

Интервал	0–260	260–910	910–2470	2470–4150
Исходные данные				
Q ₁ , л/с	62	34	34	11
Q ₂ , л/с	63	29	33	9
Q ₃ , л/с	120	70	85	35
Q ₄ , л/с	60	45	36	10
Q ₅ , л/с	44	48	28	19
Q ₆ , л/с	-	30-75	30-75	19-38
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	63-120	48-70	36-85	19-35
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	64	60	36	30

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 64 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 60 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 техническую колонну принимается 36 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 30 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 В1 – КНБК для бурения секции под направления (0–260 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под направление (0-260м)							
1	Долото 490 GRDP 115	0,52	490	-			0,29
					3-177	Ниппель	
2	Переводник М-201/177	0,42	201	177	3-177	Муфта	0,098
					3-201	Муфта	
3	УБТ УБТ 245х135 Д (3шт.)	24	245	135	3-201	Ниппель	7,68
					3-201	Муфта	
4	Калибратор- стабилизатор 444,5 СТ (КЛ, КП)	1,6	444,5	113	3-171	Ниппель	0,325
					3-171	Муфта	
5	Переводник ПЗ – 133/171	0,53	203	105	3-171	Ниппель	0,061
					3-133	Муфта	
6	Бурильная тру- ба ПК 127х13 Д	216	127	76,3	3-133	Ниппель	6,834
					3-133	Муфта	
7	Рабочий пере- водник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
8	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
9	ВБТС-140	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (260–910 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (260-910м)							
1	Долото БИТ 393,7 В 419 ТСП	0,45	393,7	-			0,17
					3-171	Ниппель	
2	Наддолотный калибратор 8-К393,7МС	1,27	393,7	-	3-171	Муфта	0,45
					3-171	Ниппель	
3	Переводник ПЗ 152/171	0,51	203	122	3-171	Муфта	0,067
					3-152	Ниппель	
2	ВЗД ДР-240.3000.78	6,917	240	-	3-152	Муфта	1,87
					3-171	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-203	0,77	203	80	3-171	Ниппель	0,115
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203х80 Д (6 шт.)	48	203	80	3-171	Ниппель	9,216
					3-171	Муфта	
5	Переводник ПЗ-133/171	0,53	203	105	3-171	Ниппель	0,061
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ПК 127х13 Д	200	127	76,3	3-133	Ниппель	7,160
					3-133	Муфта	
7	Ясс ЯГ4-170	5,76	170	70	3-133	Ниппель	0,6
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ПК 127х13 Д	628,81	127	76,3	3-133	Ниппель	19,895
					3-133	Муфта	
9	Рабочий переводник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
10	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
11	ВБТС-140	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну
(910–2470 м)

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммар- ный вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Бурение под техническую колонну (910–2470 м)							
1	Долото БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,39	295,3	-			0,080
					3-152	Ниппель	
2	Наддолотный калибратор 8КС 295,3 КС	0,85	295,3	90	3-152	Муфта	0,350
					3-152	Муфта	
3	ВЗД ДР-240.5000.56	9,1	240	-	3-152	Ниппель	0,519
					3-171	Муфта	
4	Переливной клапан RV-240	6,8	225	70	3-171	Ниппель	0,128
					3-171	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-203	0,77	203	80	3-171	Ниппель	0,115
					3-171	Муфта	
6	Переводник ПЗ-133/171	0,53	203	105	3-171	Ниппель	0,064
					3-133	Муфта	
7	Калибратор КЛС- 215,9 СТ-1	0,9	295,3	70	3-133	Ниппель	14,01
					3-133	Муфта	
8	Переводник ПЗ-171/133	0,53	203	105	3-133	Ниппель	0,064
					3-171	Муфта	
9	УБТ УБТ 203х80 Д (8 шт.)	64	203	80	3-171	Ниппель	13,638
					3-171	Муфта	
10	Переводник ПЗ-133/171	0,53	203	105	3-171	Ниппель	0,064
					3-133	Муфта	
11	Бурильная труба ПК 127х13 Д	900	127	76,3	3-133	Ниппель	28,476
					3-133	Муфта	
12	Ясс ЯГ4-170	5,76	170	70	3-133	Ниппель	0,6
					3-133	Муфта	
13	Бурильная труба ПК 127х13 Д	1007	127	76,3	3-133	Ниппель	31,861
					3-133	Муфта	
14	Рабочий переводник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
15	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
16	ВБТС-140	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6

Таблица В.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (2470–4150 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммар- ный вес, т
					резьба (верх)	тип оединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (2470–4150 м)							
1	Долото БИТ 215,9 В 713	0,39	215,9	-			0,040
					3-117	Ниппель	
2	Наддолотный калибратор 2- КСА 215,9 СТК	0,63	215,9	80	3-117	Муфта	0,079
					3-117	Муфта	
3	ВЗД Д-178.5000.45	8,2	178	-	3-117	Ниппель	1,1
					3-147	Муфта	
4	Переводник П-171/147	0,53	203	101	3-147	Ниппель	0,061
					3-171	Муфта	
5	Переливной клапан RV-240	6,8	203	70	3-171	Ниппель	0,128
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,77	203	80	3-171	Ниппель	0,115
					3-171	Муфта	
7	Переводник П-133/171	0,53	203	95	3-171	Ниппель	0,048
					3-133	Муфта	
8	Калибратор КЛС-215,9 СТ-1	0,9	215,9	70	3-133	Ниппель	0,265
					3-133	Муфта	
9	Переводник П-171/133	0,53	203	95	3-133	Ниппель	0,048
					3-171	Муфта	
10	УБТ УБТ 203х80 Д (8 шт.)	64	203	80	3-171	Ниппель	13,638
					3-171	Муфта	
11	Переводник ПЗ-133/171	0,53	203	105	3-171	Ниппель	0,046
					3-133	Муфта	
12	Бурильная труба ПК 127х13 Д	1000	127	76,3	3-133	Ниппель	31,640
					3-133	Муфта	
13	Ясс ЯГ4-170	5,76	170	70	3-133	Ниппель	0,6
					3-133	Муфта	
14	Бурильная труба ПК 127х13 Д	3044,8	127	76,3	3-133	Ниппель	96,340
					3-133	Муфта	
15	Рабочий переводник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
16	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
17	ВБТС-140	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6

Таблица В.5 – КНБК для отбора керна (4069–4125 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сумма- ный вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Отбор керна (4069–4125 м)							
1	Бурильная головка У7-215,9/100 SCD – 5МС	0,39	215,9	100			0,015
					3-161	Муфта	
2	Кернотборный снаряд УКР-172/100	15,9	215,9	100	3-161	Ниппель	0,202
					3-133	Муфта	
3	Переводник П-171/133	0,53	203	105	3-133	Ниппель	0,046
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203х80 Д (4 шт.)	32	203	80	3-171	Ниппель	7,296
					3-171	Муфта	
5	Переводник П-133/171	0,5	203	105	3-171	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ПК 127х13 Д	4075,8	127	76,3	3-133	Ниппель	128,96
					3-133	Муфта	
7	Рабочий переводник ПЗ – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
8	Шаровый кран КШЗ-147	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,040
					3-147	Муфта	
9	ВБТС-140	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6

Приложение Г

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–4150 м

Направление Интервал бу- рения, м.		Длина ин- тервала, м.	Диаметр до- лота под ин- тервал, мм.	Внутренний Ø предыду- щей обсад- ной колон- ны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем сква- жины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	260	260	490,0	-	1,3	53,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=3,8$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=6,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=1,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1=109,7$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}}=124$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}}=26,9$
Кондуктор Интервал бу- рения, м.		Длина ин- тервала, м.	Диаметр до- лота под ин- тервал, мм.	Внутренний Ø предыду- щей обсад- ной колон- ны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем сква- жины в конце интервала, м ³ .
от	до					
260	910	650	393,7	387,4	1,2	125,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=7,6$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=67,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=3,25$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=250$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=326,95$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}}=26,9$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2=299,05$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}}=61,44$

Продолжение таблицы Г.1

Тех. колонна Интервал бу- рения, м.		Длина ин- тервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыду- щей обсад- ной колон- ны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем сква- жины в конце интервала, м^3 .
от	до					
910	2470	1560	295,3	306,9	1,1	184,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=12,6$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=72,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=7,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3=374,2$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=467,5$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}}=61,44$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'}=399,26$
Эксп.колонна Интервал бурения, м.		Длина ин- тервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыду- щей обсад- ной колон- ны, мм.	$k_{\text{ка-верн.}}$	Объем сква- жины в конце интервала, м^3 . от
от	до					
2470	4150	1680	215,9	278,3	1,3	2470
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=11,7$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=197,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=8,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4=943,2$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=1160,8$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев3}}=0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{4'}=1160,8$

Таблица Г.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
		Направление		Кондуктор		Тех. колонна		Эксп. колонна		Итого	
	кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Бентонит	1000 (мешок)	6200	7								
Каустическая сода	25 (мешок)			164,4	7	276,9	11	281,4	12	722,7	28
Кальцинированная сода	25 (мешок)			164,4	7	276,9	11			441,3	17
Глинопопрошок	1000 (мешок)			27463	28	27690	28			55153	55
Барит	1000 (мешок)			64430	65	70500	71			134930	136
Полиакриламид	25 (мешок)			15753	7	55381	22			71134	29
ПАЦ НВ	25 (мешок)			945	37	2769	110			3714	147
DRILLING DETERGENT	210(бочка)			31506	150	44304	210			75810	360
Биополимер (Xanthan Gum)	25 (мешок)							70	3	70	3
Крахмал модифициро- ванный	1000 (мешок)							28146	29	28146	29
Калий хлористый	25 (мешок)							7035	281	7035	281
Кальций хлористый	230 (бочка)							7035	30	7035	30
Бишофит	208 (бочка)							7035	33	7035	35
Карбонат кальция 5 мкр	1000 (мешок)							14070	15	14070	15
Неполярная жидкость	1000 (мешок)							8442	9	8442	9

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	260	БУРЕНИЕ	0,381	0,046	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	16	119,4	4,04
Под кондуктор									
260	910	БУРЕНИЕ	0,466	0,051	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	117,3	4,19
Под техническую колонну									
910	2470	БУРЕНИЕ	0,471	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	8	102,3	2,96
Под эксплуатационную колонну									
2470	4150	БУРЕНИЕ	0,876	0,084	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	8	86,9	4,26
Отбор керна									
4069	4125	Отбор керна	0,537	0,067	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	106	5,06

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
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	260	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	100	160	306	1	125	32	64
260	910	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	100	160	306	1	108	30	60
910	2470	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	100	160	306	1	125	36	36
2470	4150	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	100	160	275,4	0,85	125	30	30
4069	4125	Отбор керна	УНБТ-1180	1	90	160	275,4	0,85	100	24,48	24,48

Таблица Г.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	260	БУРЕНИЕ	140,3	99,4	0	28,9	2,0	10
260	910	БУРЕНИЕ	271,4	93,5	70,1	91,0	6,8	10
910	2470	БУРЕНИЕ	217,8	64,3	36,7	80,5	26,4	10
2470	4150	БУРЕНИЕ	239,1	58,0	56,8	103,9	33,8	10
4069	4125	Отбор керна	262,6	86,2	0	67,7	31,8	7,9

Приложение К

Таблица К.1 – Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 4150 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)

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	490 GRDP 115	570	0,45	0-260	260	0,037	9,62	0,58	10,2
Бурение под кондуктор	393,7 В 419 TCP	1490	0,61	260-910	650	0,039	35,49	10,66	46,15
Бурение под техническую колонну	295,3 ВТ 419 CP	1370	1,8	910-2470	1560	0,057	140,79	10,66	151,45
Итого			1,8		1560		140,79	10,66	151,45

Продолжение таблицы К.1

Бурение под эксплуатационную колонну	215,9 В 713	1420	2,9	2470-4150	1680	0,071	294,65	47,63	342,28
Всего			5,76		4150		480,55		550,08

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление:									
- направления									3,56
- кондуктора									16,0
- техническая									32,4
- эксплуатационная									61,2
Установка центраторов									
-направление			6						-
-кондуктор			36						0,05
- техническая			52						0,13
- эксплуатационная			64						-
ОЗЦ:									
- направление									4,0
- кондуктора									10,0
- технической									18,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
- направление									1,84
- кондуктор									2,12
- технической									5,42
- эксплуатационной									9,93
Промывка скважины (1 цикл)									
- направление									0,01
- кондуктор									0,11
- техническая									0,50
- эксплуатационная									0,52
Спуск и подъем при ГИС									7,89

Окончание таблицы К.1

Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									542,19
Ремонтные работы (3,3 %)									18,1
Общее время на скважину									568,18

Приложение Л

Таблица Л.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	Кол-во	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Затраты зависящие от времени											
Оплата труда буровой бригады при безмет- ражных работах (4 чел.), сут	115,22	4	472,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	112,2	-	-	0,09	11,392	1,71	212,891	6,61	906,82	7,67	1019,2
Оплата труда дополни- тельного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	18,7	4	71,2	0,09	1,576	1,71	30,156	6,61	124,93	7,67	133,68
Содержание средств контроля, диспет- черизации и управле- ния процессом бурения, сут	22,43	-	-	0,09	2,645	1,71	41,226	6,61	176,29	7,67	201,22
Содержание полевой лаборатории, эксплуа- тационное бурение	7,21	-	-	0,09	0,543	1,71	12,141	6,61	43,23	7,67	51,12
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	212,31	4	1002,1	0,09	21,122	1,71	412,248	6,61	1605,30	7,67	1869,851
Износ бурового ин- струмента к-т,сут	21,17	4	109,2	0,09	2,137	1,71	40,652	6,61	181,84	7,67	209,333

Продолжение таблицы Л.1

Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1398	1,2	1512,1	0,09	109,87	1,71	2289,09	6,61	8698,76	7,67	10021,8
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,09	1,45	-	-	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,71	421,72	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	6,61	2448,01	7,67	2840,58
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,09	2,08	1,71	39,706	6,61	153,48	7,76	178,09
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,09	12,500	1,71	237,501	6,61	918,06	7,67	1065,286
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-				
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,09	9,075	1,71	172,436	6,61	666,55	7,67	773,442
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,09	0,801	1,71	15,219	6,61	58,82	7,67	68,263
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,09	3,052	1,71	58,003	6,61	224,21	7,67	260,166
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,09	9,036	1,71	171,684	6,61	661,00	7,67	770,068

Продолжение таблицы Л.1

Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,09	15,236	1,71	289,485	6,61	1119,01	7,67	1298,45
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,09	1,342	1,71	25,513	6,61	98,62	7,67	114,436
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-		
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,71	223,0671	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-				
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,2	41,377	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,01	23,7295	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 зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		8266,35		2306,995		11811,7858		24659,25		29356,623	

Окончание таблицы Л.1

Затраты зависящие от объема работ										
490 GRDP 115	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-	
БИТ 393,7 В 419 ТСР	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-	
БИТ 295,3 ВТ 419 СР	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512	
БИТ 215,9 В 713	1164,9	-	-	-	-	-	-	0,68	792,132	
У12 - 215,9/100 SC - 2ТК	1030	-	-	-	-	-	-	-	-	
Обратный клапан КОБ – 203	552,3	-	-	-	-	-	-			
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04	

Таблица Л.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	Кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затрат зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,110	0,72	99,496	1,40	192,06	1,59	219,722
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,184	0,72	14,328	1,40	26,46	1,59	31,641
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,427	0,72	19,922	1,40	37,34	1,59	43,995
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,206	0,72	5,428	1,40	9,16	1,59	11,988
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,457	0,72	182,059	1,40	340,00	1,59	402,047
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,561	0,72	20,527	1,40	38,51	1,50	45,330

Продолжение таблицы Л.2

Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,112	0,72	5,004	1,40	8,33	1,59	11,050
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,72	948,24	1,40	1842,40	1,59	2094,03
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	218,88	0,72	984,96	1,40	1915,20	1,59	2175,12
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	67,104	0,72	301,968	1,40	587,16	1,59	666,846
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,16	22,222	0,72	100,00	1,40	194,4	1,59	220,835
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	16,064	0,72	72,604	1,40	141,18	1,59	160,335
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,424	0,72	6,408	1,40	12,46	1,59	14,151
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	16,064	0,72	72,288	1,40	140,56	1,59	159,636

Продолжение таблицы Л.2

Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	27,086	0,72	121,888	1,40	237,00	1,59	269,171
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,94	0,72	13,248	1,40	25,76	1,59	29,256
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,427	0,72	24,422	1,40	47,48	1,59	53,9328
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93	1,21	9,93
Башмак колонный БК-406, шт	95,5	1	95,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	-	-	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	65	-	-	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-168, шт	45,5	-	-	-	-	-	-	1	45,5
ЦПН-340/445	18,7	36	149,6	-	-	-	-	-	-
ЦПН-324/394	125,6	-	-	36	113,1	-	-	-	-
ЦПН-245/295	105	-	-	-	-	52	105	-	-
ЦПН-168/216	101	-	-	-	-	-	-	64	101
ЦКОД -324 ОТТМ	155	-	-	1	155	-	-	-	-
ЦКОД -245 ОТТМ	110,5	-	-	-	-	1	110,5	-	-
ЦКОД- 168 ОТТМ	95,4	-	-	-	-	-	-	1	95,4
Продавочная пробка ПРП-Ц-426	105,8	1	105,8	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы Л.2

Продавочная пробка ПП- ПРП-Ц-324	80,5	-	-	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП- ПРП-Ц-245	59,12	-	-	-	-	1	59,12	-	-
Продавочная пробка ПП- ПРП-Ц-168	30,12	-	-	-	-	-	-	2	30,12
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		4930,545		6831,49		10420,136		14840,641	
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99		91,98		437,97		597,32	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	79	6,7679	5,87	155,4787	6,4	223,53	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4		6,4	,1	40,04	,21	45,538	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59		7,59		175,18		175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6				-		-	1	80,6

Окончание таблицы Л.2

Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	10	402,53	13	478
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	3,9	142,53	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампо- нажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	20	291,34	24	381,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	48,5	826,91	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса , т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	7692								
Итого затрат зависящих от объема буре- ния, без учета транспорнировки вахт, руб		16422475		11534925		21401027		49276426	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб		98634853							
Всего по сметному расчету, руб		105196124							

Таблица Л.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	56966
Крепление скважины	119010
Итого по главе 3	175976
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844

Продолжение таблицы Л.3

Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18882
Итого по главе 5	18882
1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764,1
Итого по главам 1-6	435991
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	71502
Итого по главе 7	71502
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	40599
Итого по главе 8	40599
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	23344
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15894
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9865
Топографо-геодезические работы	283
Скважины на воду	123
	4771

Окончание таблицы Л.3

Итого по главе 9	54280
Итого по главам 1-9	602372
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1204
Итого по главе 10	1204
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
1	2
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	30409
Итого по главе 12	30409
Итого по сводному сметному расчету	638605
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 69,8	44574629
НДС 18%	8023433,22
Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента	105196124