

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 3020 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3020)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Чередниченко Николай Алексеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.х.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
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Чередниченко Николаю Алексеевичу

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3020 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 1017/с от 08.02.2019

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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></p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком $Q = 170 \text{ м}^3/\text{сутки}$.</p>
---	--

<p>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).</p>	<p>– 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);</p> <p>– 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);</p> <p>– Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>– Выбор буровой установки.</p> <p>– Цементировочная техника</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент, Киселева Елена Станиславовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>1. Общая и геологическая часть</p>	
<p>2. Технологическая часть</p>	
<p>3. Винтовой забойный двигатель с регулируемым углом</p>	
<p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>5. Социальная ответственность</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>08.02.2019</p>
---	-------------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Чердниченко Николай Алексеевич		

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

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
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	Глотова Валентина Николаевна	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Чередниченко Николаю Алексеевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>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</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Расчет нормативной продолжительности строительства скважин</i>	<i>Сроки строительства скважин</i>
2. <i>Сметная стоимость строительства скважины</i>	<i>Расчет сметной стоимости строительства скважины</i>
3. <i>Расчет технико-экономических показателей</i>	<i>Расчет технико-экономической эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Организационная структура управления организацией</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.02.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГСН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Чередниченко Николай Алексеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Б	Чередниченко Николаю Алексеевичу

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 3020 метров на нефтяном месторождении
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. 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.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Повышенный уровень шума 2. Повышенный уровень вибрации 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе Опасные факторы: 1. Движущиеся части машин и механизмов, 2. Пожаровзрывобезопасность, 3. Электробезопасность 4. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)
3. Экологическая безопасность:	-анализ воздействия объекта на литосферу -анализ воздействия объекта на гидросферу -анализ воздействия объекта на атмосферу

4. <i>Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i>	<p>-перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>-разработка действий в результате возникающей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p> <p>Пожаровзрывоопасность.</p>
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.02.2019
--	------------

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	Чердниченко Николай Алексеевич		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 77 страниц, 7 рисунков, 29 таблиц, 45 литературных источников, 8 приложений.

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

Цель работы – проектирование и строительства разведочной скважины глубиной 3020 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство разведочной скважины на газ глубиной 3020 м.

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

В работе рассмотрен вопрос о возможности применения винтового забойного двигателя.

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 электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW» (представлены вместе с ВКР).

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 цементируочный;
- ГЦУ – головка цементируочная универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементируочная.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1. ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	14
1.1 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ.....	14
1.2 ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕВОДОНОСНОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПЛОЩАДИ).....	15
1.3 ЗОНЫ ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ.....	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1 ОБОСНОВАНИЕ И РАСЧЕТ ПРОФИЛЯ (ТРАЕКТОРИИ) СКВАЖИНЫ	17
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.2.3 Выбор интервалов цементирования	19
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	20
2.3.1 Выбор способа бурения.....	20
2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора	24
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	28
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	31
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	32
2.4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН	33
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	33
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	41
3 ВИНТОВОЙ ЗАБОЙНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ С РЕГУЛЯТОРОМ УГЛА	42

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	52
<i>ВРЕМЯ ОЖИДАНИЯ ЗАТВЕРДЕВАНИЯ.....</i>	<i>56</i>
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	62
5.1 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ..	63
5.2 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	63
5.3 ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ.....	68
5.4 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	68
5.5. БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ	71
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	72
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	74
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	78
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	82
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	83
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	87
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	89
ПРИЛОЖЕНИЕ К.....	91
ПРИЛОЖЕНИЕ К.2.....	93
ПРИЛОЖЕНИЕ Л.....	95

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ являются важнейшим ресурсом для всего мира и в частности для нашего государства. Этот ресурс используются как в качестве источника энергии, так и в качестве сырья для изготовления готовых продуктов, таких как: моторные масла, смазки, пластик и многое другое. Сложно представить существование человека в отсутствии этих ресурсов.

В настоящее время, при разработке и бурении скважины, используются постоянно обновляющиеся технические и технологические новшества.

Основным этапом в процессе добычи нефти и газа является строительство скважины. Именно от качества скважины зависит то, сколько в конечном итоге будет возможно добыть нефти или газа из недр. При бурении необходимо обеспечить качественное и наиболее целесообразное проектирование техники и технологий строительства скважины, соответствие фактического профиля скважины проектному, качественное вскрытие продуктивного пласта, отсутствие аварий и осложнений, качественное цементирование ствола скважины.

Применяемые на сегодняшний день технологии бурения скважин, включающие в себя этапы исследования геологических характеристик района, выбор технологического оборудования и режимов его работы, проектирование конструкции скважины и т.д. Это позволит выбрать максимально эффективный и минимально затратный вариант бурения на заданном месторождении. Помимо этого, необходимо уделить большое внимания вопросам экологической обстановки и социальной ответственности, так как это обязательные условия при строительстве скважины в настоящее время.

В данной работе представлено проектирование строительства эксплуатационной скважины на нефть в Тюменской области. Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических задач в процессе строительства скважины.

1. Геолого-технические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза 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.

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Давление по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений, Мпа на м							
	от	до	Пластового		Порового		Гидроразрыва		Горного	
			от	до	от	до	от	до	от	до
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	30	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0	0,0215
P ₃ /trt	30	80	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0215	0,0217
P ₃ /nm	80	180	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0217	0,0225
P ₃ /atl	180	325	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0225	0,0225
P ₃₋₂ /chg	325	500	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0225	0,0221
P ₂ /llv	500	700	0,0098	0,0098	-	-	0,0190	0,0190	0,0221	0,0258
P ₁ /tl	700	800	0,0098	0,0098	-	-	0,0190	0,0190	0,0258	0,0222
K ₂ /gn	800	975	0,0098	0,0098	-	-	0,0190	0,0190	0,0222	0,0228
K ₂ /bz	975	1150	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0228	0,0227
K ₂ /kz	1150	1175	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0227	0,0227
K ₁ /pkr	1175	1900	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0227	0,0229

K ₁ /alm	900	2000	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0229	0,0225
K ₁ /vrt	2000	2675	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0225	0,0225
K ₁ /mg	2675	2790	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0225	0,0225
K ₁ /ach	2790	2830	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0225	0,0230
J ₃ /bg	2830	2855	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0225	0,0230
J ₃ /gr	2855	2860	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0230	0,0235
J ₃ -J ₂ /vs	2860	2935	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0230	0,0235
J ₁ /tm	2935	3000	0,0098	0,0098	-	-	0,0200	0,0200	0,0235	0,0235

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

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

Таблица 2 – Нефтеводоносность, нефтеносность, газоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
Водоносность				
80	180	Поровый	1,0	-
1175	1900	Поровый	1,01	-
Нефтеносность				
2675	2685	Поровый	0,746	50
2790	2795	Поровый	0,7	10
2930	2950	Поровый	0,65	120
2971	2990	Поровый	0,61	170
Газоносность				
Газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют				

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	325	Осыпи и обвалы стенок скважины	

1175	1900		
1175	1900	Нефтегазоводопроявления	вода
2675	2976		вода, нефть
0	325	Прихватопасные зоны	Увеличенная продолжительность бурения по сравнению с нормальной, несоответствие плотности БР проектной
1175	1900		Повышенная фильтрация ПЖ, несоответствие параметров ПЖ проектным, нарушение режимов бурения и СПО, недостаточная интенсивность промывки
0	100	Поглощение бурового раствора	Создание репрессий на верхележащие водоносные горизонты, кавернообразование
80	325		Превышение плотности БР над проектным, недопустимо высокие скорости спуска инструмента, несоответствие параметров режимов бурения
1175	1900		

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные 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.

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. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

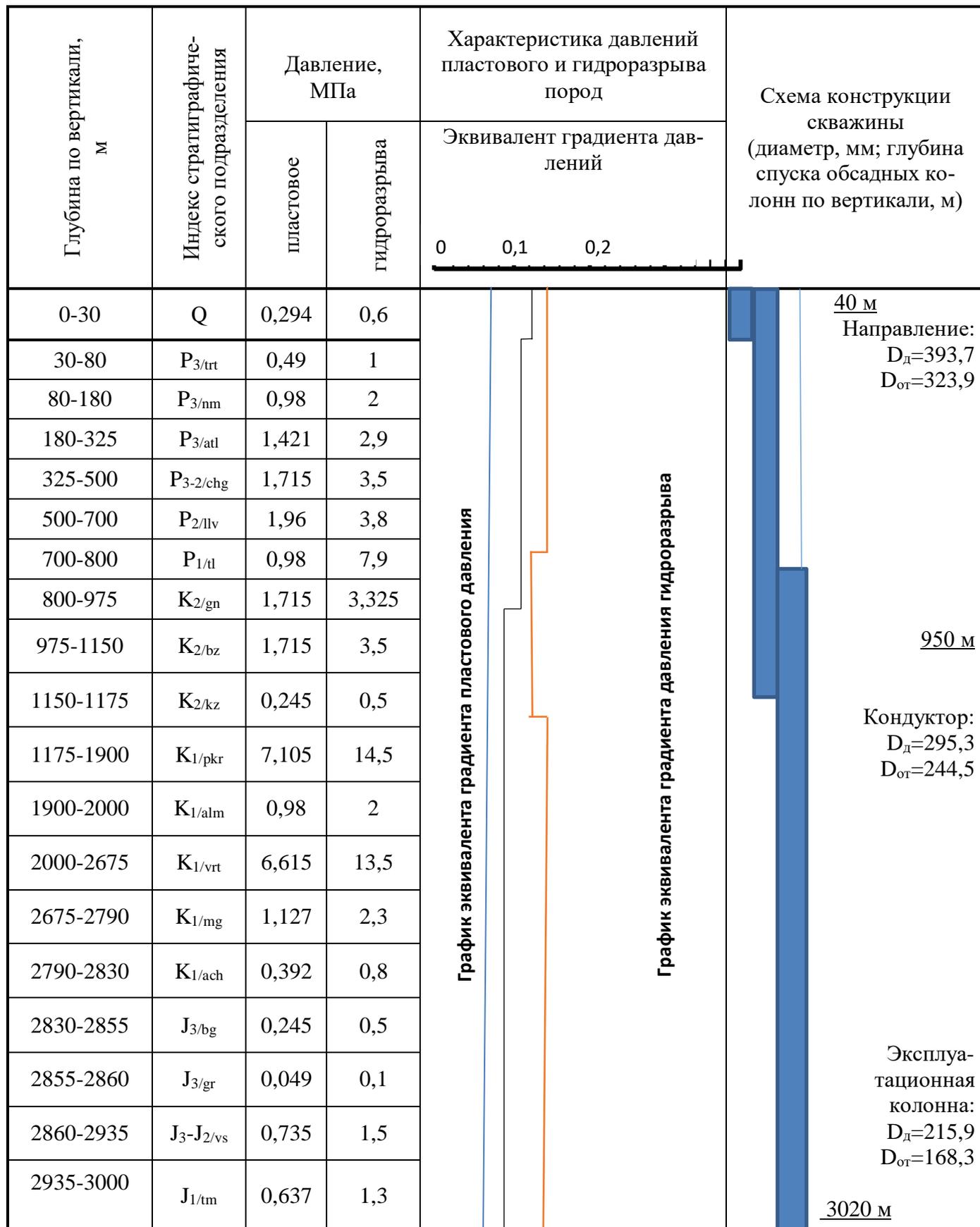


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

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

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 40 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 30 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 950 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–950 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3020 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2971-2990 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 30 м.

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление: интервал цементирования 0 – 40 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0 – 950 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 800 – 3020 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным $D_{эк}=168,3$ мм.

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

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

$$P_{му} = 11,7 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-21-168x245 ХЛ.**

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению: **ОП5-230/80x21.**

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	Роторный
40-950	Кондуктор	Совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

950-3020	Эксплуатационная колонна	Совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
----------	--------------------------	--

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.

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-950	950-3020
Шифр долота		Ш 393,7 М-ЦВ	БИТ 295.3 ВТ 619	БИТ 215,9 ВТ 713
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		МЗ	МС	СЗ
Длина, м		0.46	0,5	0,4
Масса, кг		180	75	43
G, тс	Рекомендуемая	14-28	2-10	2-12
	Предельная	-	10	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	80-400	60-400
	Предельная	-	400	400

1. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.
3. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото 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.
4. В приведенных первых 2-х случаях выбора долота при использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик 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 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу.

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

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.

При бурении направления осевая нагрузка G_2 равная 78 кН является наибольшей в сравнении G_1 и G_2 . Сравниваем ее с G_3 равной 184 кН, получаем $G_2 < G_3$, следовательно берем значение G_2 .

Для интервала бурения под кондуктор осевая нагрузка G_2 равна 98 кН, она является наибольшей между G_1 и G_2 , сравниваем ее с G_3 равной 78 кН, отсюда следует, что $G_2 > G_{пред}$, следовательно берем данные G_2 .

Для интервала под Эксплуатационную колонну G_2 равно 117 кН, является наибольшей в сравнении G_1 и G_2 . Сравниваем ее с G_3 равной 93кН, получаем $G_2 > G_3$, следовательно берем значение G_2 .

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 4.

Таблица 6 - Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-40	40-950	950-3020	2976-2995
Исходные данные				
α	1	1	1	
$R_{шт}, \text{МПа}$	100	1000	1500	1500
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	21,59	21,59
η	1	-	-	-
$\delta, \text{см}$	1.5	-	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,4	0,6	0,6
$G_{пред}, \text{кН}$	230	98	117	100
Интервал	0-40	40-950	950-3020	2976-2995
Результаты проектирования				
$G_1, \text{кН}$	30	29	105	70
$G_2, \text{кН}$	78	98	117	100
$G_3, \text{кН}$	184	78	93	80
$G_{проект}, \text{кН}$	78	78	93	80

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 78 кН. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов, так как мы используем долота PDC, выбираем осевую нагрузку близкую к максимальной.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 3 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты приведены в таблице 7.

$$n_1 = 19,1 \frac{V_{\text{л}}}{D_{\text{д}}}, \quad (3)$$

где $V_{\text{л}}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_{\text{д}}$ – диаметр долота, м.

Таблица 7 – Результат расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-950	950-3020
Исходные данные				
$V_{\text{л}}$, м/с		1,8	2	2
$D_{\text{д}}$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ , мс		6	-	-
Z		24	-	-
α		0,8	0,7	0,3
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		87	130	177
n_2 , об/мин		271	-	-
n_3 , об/мин		657	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин		87	130	177

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому $n_{\text{проект}}$ применяются такими.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице 7.

Таблица 8 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0 – 40	40 – 950	950 – 3020
Исходные данные			

Q ₁ , л/с	67	27	11
Q ₂ , л/с	69	40	11
Q ₃ , л/с	147	72	42
Q ₄ , л/с	73	36	15
Q ₅ , л/с	32	28	21
Q ₆ , л/с	-	20-50	25-35
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	73 – 147	40 – 72	21 – 42
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	77	42	28
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q _{тн} , л/с	-	42	23
ρ ₁ , кг/м ³	-	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	1160	1120	1078

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 61 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки (УНБТ-1180 с диаметром втулок 150 мм).

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 42 л/с. для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений. Применяем буровой насос типа УНБТ-1180 с диаметром втулок 150 мм.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 23 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД (УНБТ-1180 с диаметром втулок 150 мм).

2.3.6 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 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 8.

$$D_{зд} = (0,8-0,9)D_d, \quad (4)$$

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

D_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;

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

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

$$M_o = 500 * D_d, \quad (6)$$

где D_d – диаметр долота, м.

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

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

D_d – диаметр долота, см.

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

Таблица 9 – Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-950	950-3020
Исходные данные				
D_d	м	-	0,2953	0,2159
	мм	-	295,3	215,9
G_{oc} , кН		-	78,4	94,1
Q , Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		-	236-265	173
M_p , Н*м		-	530,6	412,4
M_o , Н*м		-	147,65	107,95
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	36,94	27,41

Для интервала бурения под кондуктор 40 – 950 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель А9ГТШ-240, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения под эксплуатационную 950 – 3020 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДЗМ-172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения твердых по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	А9ГТШ-240	ДЗМ-172
Интервал, м	40 – 950	950 – 3020
Наружный диаметр, мм	240	172
Длина, м	2,57	5,63
Вес, кг	1842	610
Расход жидкости, л/с	45	25 – 35
Число оборотов, об/мин	140	85–100
Максимальный рабочий момент, кН*м	3,1 - 6,2	7,7 - 9,9
Мощность двигателя, кВт	56 – 136	50 – 80

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

2.3.7 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 и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирования 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.4 приложения В.

2.3.8 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 – 40 м под направления – бентонитовый буровой раствор.

– интервал бурения 40 – 950 м под кондуктор – полимер-глинистый буровой раствор.

– интервал бурения 950 – 3020 м под эксплуатационную колонну – биополимерный буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 10. В таблице 11 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 11 – 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,	во до-от да-ча, см ³ /30 мин	рН	содержание песка, %
Бентонитовый	0	40	1,16	90	-	-	-	-	-	-
Полимер-глинистый	40	950	1,12	45	10-25	40-96	19-38/28-76	< 5	9	< 2
Биополимерный	950	3020	1,08	30-45	10-25	24-96	10-48/20-120	< 4	50	< 1

Таблица 12 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	40	БЕНТОНИТ ПБМА, каустическая сода, кальцинированная сода, МЕХ-САР(анионный флокулянт), МЕХ-РАН(гипан).
Полимер-глинистый	40	950	Каустическая сода, кальцинированная сода, МЕХ-ВОР(ингибитор глин), МЕХ-САР(анионный флокулянт), МЕХ-РАС НV(высоковязкая полианионная целлюлоза), МЕХ-РАС LV(низковязкая полианионная целлюлоза), МЕХ-РАН(гипан), SAPP(понижитель вязкости).

Биополимерный	950	3020	Каустическая сода, кальцинированная сода, МЕХ-GL LUBE(смазочная добавка), МЕХ-GUM S(ксантовая смола), МЕХ-SBT(крахмал), БИКАРБОНАТ НАТРИЯ, KCL, карбонат кальция (мел).
---------------	-----	------	---

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.

2.3.9 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.

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

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2971–2990 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируем интервалы отбора керна следующие:

– интервал отбора керна 2966 – 2995 м

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения пяти запланированных интервалов.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
У6-215,9/100 CB813SM	215,9	100	3-161	15

Характеристика проектируемого кернотборного снаряда представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Тип 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 Кембрии	172	14 (4)	100	15900	3-133	3-161	2400

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлена в таблице 15.

Таблица 15 – 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
2966-2995	УКР-172/100 Кембрии	1-3	60-120	14-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице 15.

Таблица 16 – 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	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	784	глубина скважины, м	3020
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	800	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	445
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	20	динамический уровень скважины h_d , м	2013

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (8)$$

где P_n – наружное давление; P_e – 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.

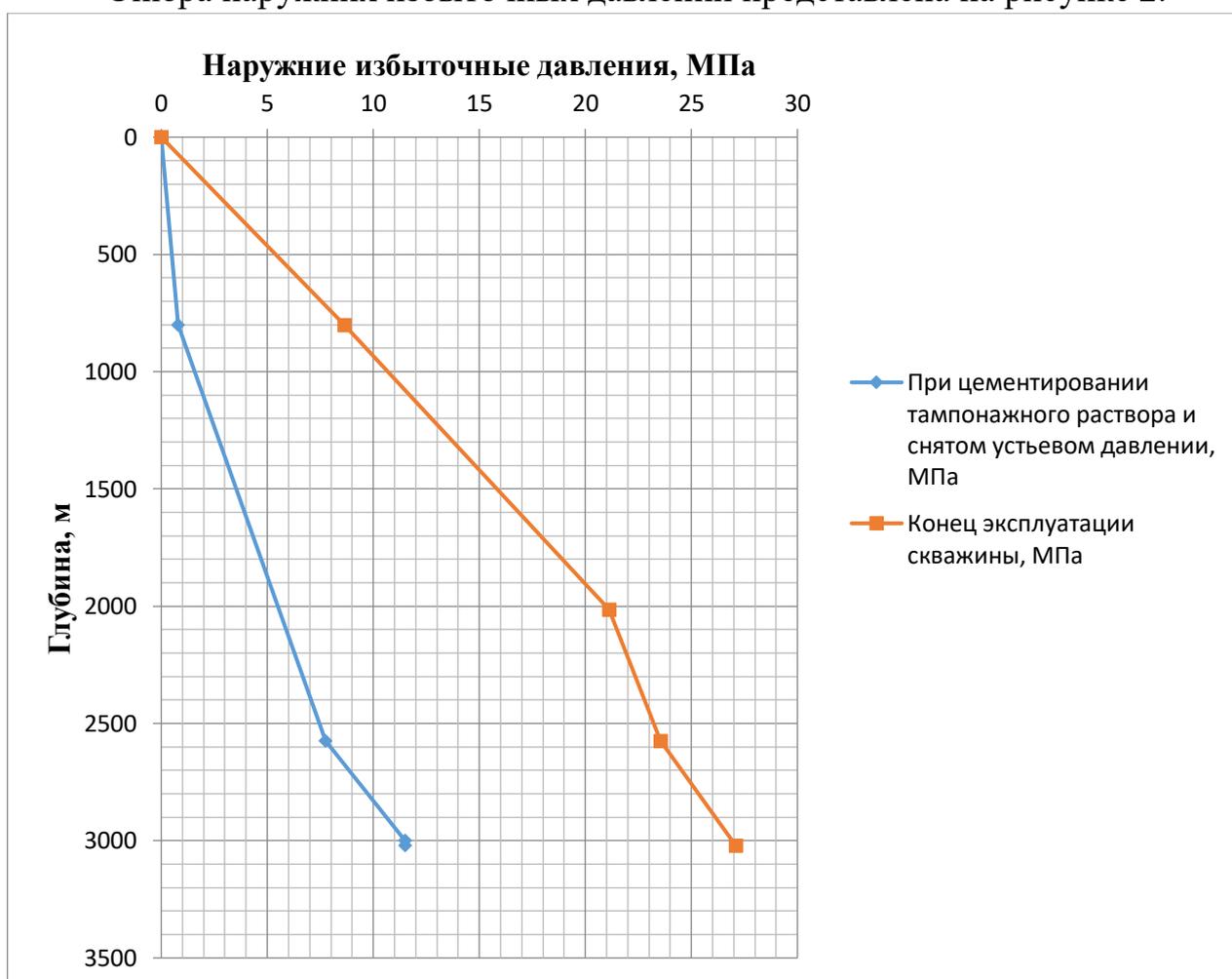


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.3 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 герметичности.

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 3

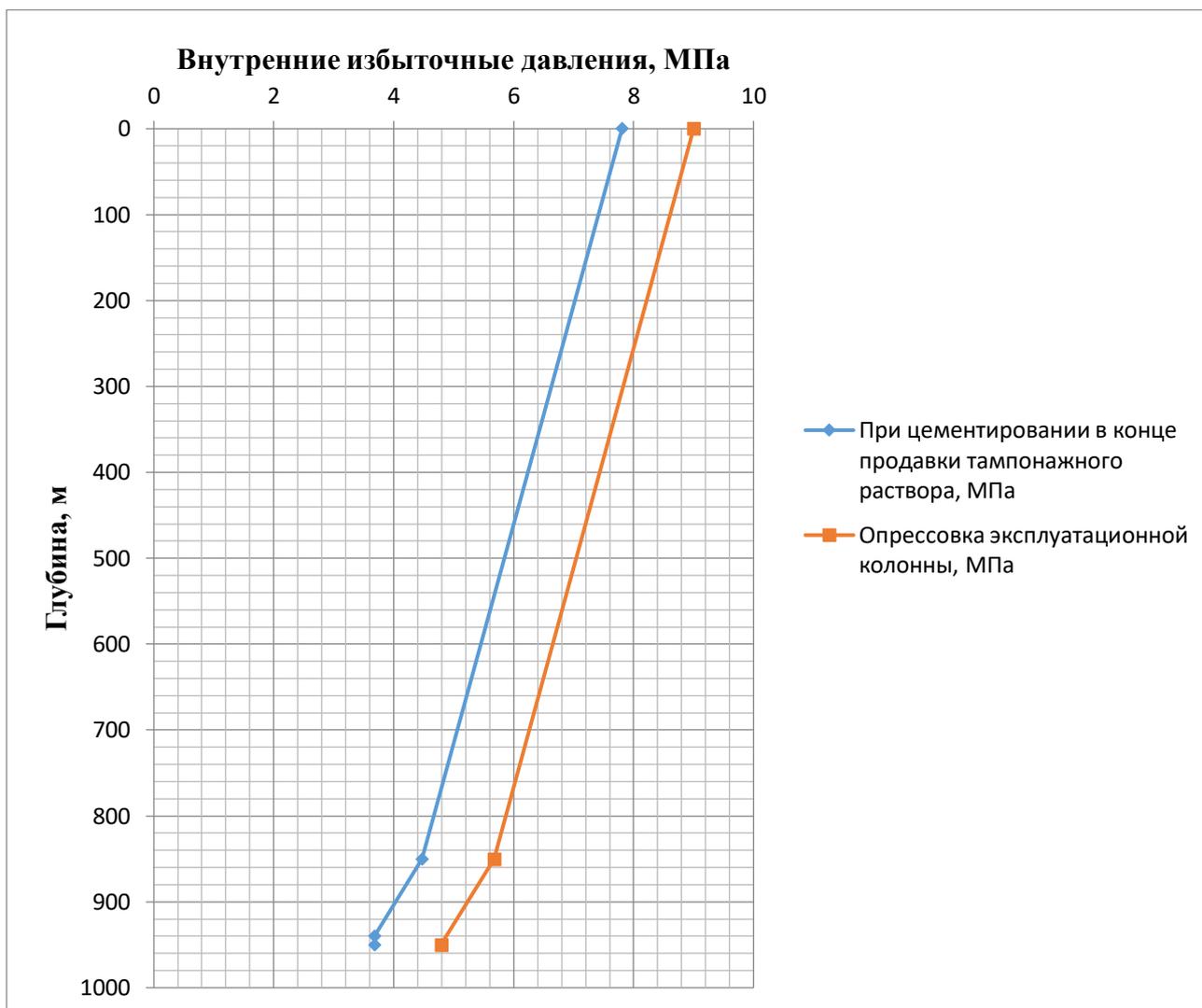


Рисунок 3 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.4 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.

Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	40	68,25	4111	4111,2	0 – 40
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	950	47,9	45560	45560	950-0
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	395	42,2	16700	111520	2625 – 3020
2	ОТТМ	Д	8,9	2625	36,12	94820		0 – 2625

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 9:

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

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 41,3$ МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0,344$ МПа;

$P_{гп}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гп} = 20,08$ МПа.

Производим сравнения давлений $20,08 \text{ МПа} \leq 42,7 \text{ МПа}$.

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

2.4.2.2 Расчет объемов и компонентного состава буферной, продажной 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.

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

Таблица 18 – 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/
Буферная	7,950	1100	7,950	МБП-МВ	556,51	-	-
	1,988		1,988	МБП-СМ	29,8	-	-
Облегченный тампонажный раствор	36,80	1400	28,996	ПТЦ-Ш-Об(4)-100	27,74	НТФ	15,09
Тампонажный раствор нормальной плотности	9,213	1900	6,178	ПЦТ-I-100	12,76	НТФ	3,77
Продавочная жидкость	54,65	1000	54,659	-	-	-	-

2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

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

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

$$P_{\text{цг}} = 17,62 \text{ МПа};$$

$$23 \text{ МПа} \geq 22,03 \text{ МПа.}$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320.

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}},$$

11)

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

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

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

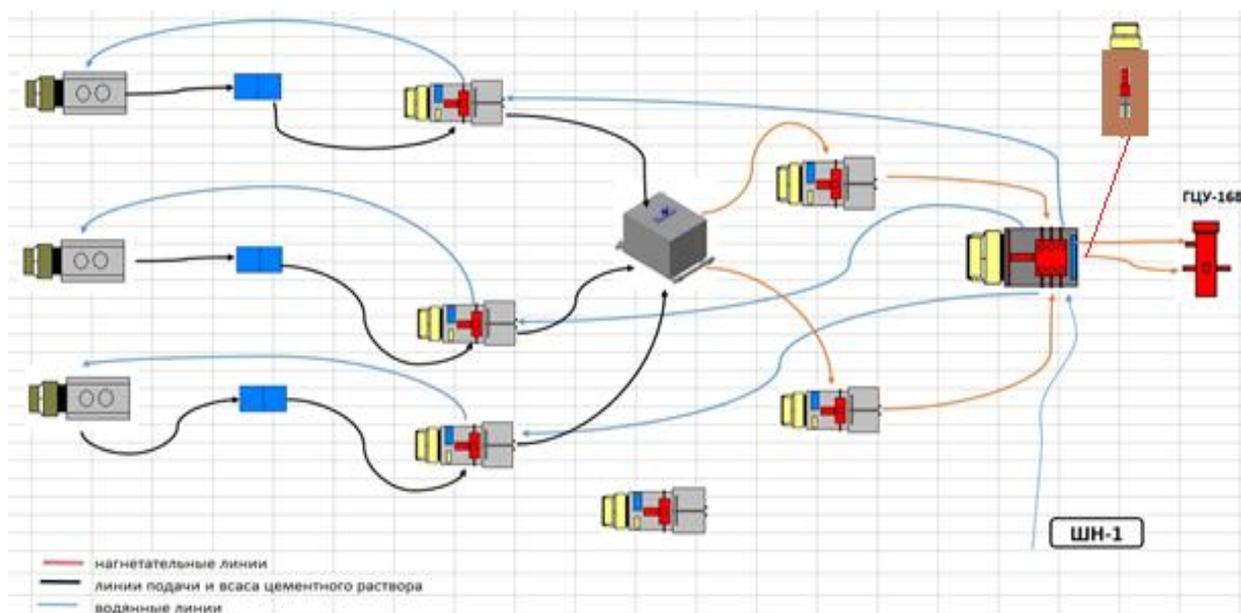


Рисунок 4 – Схема обвязки цементировочной техники при приготовлении тампонажного раствора с применением цементосмесительной установки.

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 18.

Таблица 19 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, $D_{усл}$, мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка раз- делительная продавочная	Центратор, (количество, шт)
Направление, $D_{усл} = 324$ мм	БКМ-324 ОТТМ	-	ПРП-Ц-324	ЦЦ-1-324/394 (4)
Кондуктор, $D_{усл}=245$ мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОД-245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦЦ-1-245/295 (31)
Экспл. колонна, $D_{усл}=168$ мм	БКОК-168 ОТТМ	ЦКОД-168 ОТТМ	ПРП-Ц-В- 168 ПРП-Ц-Н- 168	ЦЦ-1-168\212- 216 (35)

2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор Скорпион 89. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 30 м, глубина 2966–2995 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 89 представлены в таблице 19.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором Скорпион 89 потребуется пять спуско-подъемная операция перфорационного комплекса.

Таблица 20 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 89

Технические характеристики	Скорпион 102
Наружный диаметр, мм	89
Фазировка, ° *	60

Плотность перфорации, отв./м ***	20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа ***	80/130
Максимально допустимая температура, °С	150/170
Длина корпусов, м****	1/2/3/4/5/6

2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-110С 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).

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-110С представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	110
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.

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

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

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

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

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:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (15)$$

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

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

Для расчета примем буровую установку Уралмаш 3Д-76

Расчет данных для буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат установки представлены в таблице 21.

Таблица 22 – Результат расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, т	Оснастка та-левой систе-мы
Уралмаш 3Д-76		225	5х6
Вес, т		Условие соответствия	
Максимальный вес бур-рильной колонны	74,6	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	2,5
Максимальный вес обсад-ной колонны	111,5	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,3
веса колонны при прихвате	144,9	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,9

3 Винтовой забойный двигатель с регулятором угла

Винтовой забойный двигатель с регулируемым углом можно регулиро-вать углы на устье скважины по требованию, можно переменять разные струк-турные, размерные центраторы по требованию.

Основной особенностью винтового двигателя по сравнению с турбобу-ром является то, что он обладает относительно жёсткой рабочей характери-стикой. Как показали стендовые и промысловые испытания, при работе в области, близкой к области максимальной мощности, частота вращения двигателя сни-жается на 20-28% по сравнению с разгонной в режиме

Гидравлическим двигателем принято называть машину, преобразующую энергию потока жидкости в механическую энергию ведомого звена (вала).

К особенностям принципа действия следует отнести:

- отсутствие быстроизнашивающихся распределительных устройств, по-скольку распределение жидкости по шлюзам рабочих органов осуществляется автоматически за счёт соотношения числа зубьев и шагов винтовых поверхно-стей ротора и статора;

- кинематику рабочих органов, в движении которых сочетается качение со скольжением при относительно невысоких скоростях последнего, что сни-жает износ рабочей пары;

- непрерывное изменение положения контактной линии (геометрическо-го места точек качения ротора и статора) в пространстве, в результате чего ме-

ханические примеси, находящиеся в перекачиваемой жидкости, имеют возможность выноситься потоком из рабочих органов.

Винтовые забойные двигатели предназначены для бурения нефтяных и газовых скважин шарошечными, лопастными и алмазными долотами. Опыт работы в различных районах страны показал, что винтовой двигатель может работать с использованием промывочных жидкостей любой плотности.

Основной особенностью винтового двигателя по сравнению с турбобуром является то, что он обладает относительно жёсткой рабочей характеристикой. Как показали стендовые и промысловые испытания, при работе в области, близкой к области максимальной мощности, частота вращения двигателя снижается на 20-28% по сравнению с разгонной в режиме холостого хода.

Учитывая, что ВЗД используются при бурении нижних интервалов скважин, там где механическая и особенно рейсовая скорость бурения существенно ниже чем в верхних интервалах бурения, можно оценить затраты времени и средств на бурение при использовании ВЗД не менее, чем 50% от всех затрат на бурение скважины. Кроме того, наиболее сложные и дорогостоящие работы, такие как бурение участков наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большой интенсивностью искривления, бурение горизонтальных участков скважины, проводятся только с применением ВЗД. При восстановлении скважин методом бурения дополнительных стволов также в основном используются ВЗД. В капитальном ремонте с применением двигателей выполняется свыше 90% всех операций, связанных с бурением.

Винтовые забойные двигатели (ВЗД) используются для:

- Бурения вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных нефтяных и газовых скважин.
- Проведения капитального ремонта в эксплуатационной колонне.
 - Бурения боковых стволов.
 - Прокладки подземных коммуникаций.
- Бурения с использованием технологии колтюбинга.

Двигатель состоит из трёх основных узлов: секции двигательной, секции шпинделя и переливного клапана.

Секция двигательная

Секция двигательная, она же: силовая секция (power section), секция рабочих органов, рабочая пара – силовой компонент винтового забойного двигателя задающий его основные энергетические характеристики (момент силы на выходном валу, частоту вращения вала шпинделя, мощность и КПД).

Секция двигательная (рабочая пара) представляет собой объемный роторный гидравлический механизм (винтовой героторный механизм), элементами рабочих органов которого являются статор и ротор. Статор имеет эластичную обкладку с внутренней винтовой поверхностью образующий полости камер высокого и низкого давления. Ротор – металлический винт с износостойкой поверхностью, через который крутящий момент передается исполнительному механизму (валу шпиндельной секции двигателя). При циркуляции жидкости подаваемой насосом в рабочую область статора под действием перепада давления на роторе вырабатывается крутящий момент.

Рабочая пара

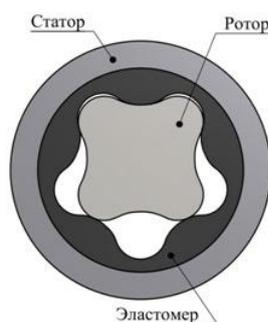


Рис.1-Рабочая пара

«Рабочая пара» гидравлического винтового забойного двигателя – это одно из названий двигательной секции ВЗД. Можно даже с уверенностью сказать, что это самое популярное «народное» название двигательной секции среди отечественных нефтяников. Рабочая пара (она же двигательная секция, си-

ловая секция, секция рабочих органов, «power section», турбинная секция, винтовая пара) – это основной узел двигателя, где гидравлическая энергия потока рабочей жидкости передается в механическую, генерируя крутящий момент.

Основных элементов двигательной секции (рабочей пары) два, т. е. пара: статор и ротор. Обкладка статора – эластомер (специальная резина устойчивая к абразивному воздействию и работоспособная в среде бурового раствора) определенного винтового профиля. Ротор (изготавливается из легированной стали с износостойчивым покрытием) – ответная часть статора аналогичного профиля с числом зубьев меньшим на один, чем у статора. Профиль рабочей пары – это то, что задает энергетические характеристики ВЗД.

Пара ротор-статор изготавливается с определенным натягом зубчатого зацепления ротор-статор. Значение натяга зависит от диаметральных и осевых размеров рабочей пары, свойств рабочей жидкости (бурового и промывочного растворов), забойной температуры, свойств эластомера статора и оказывает существенное влияние на энергетические и ресурсные характеристики двигателя.

К факторам, негативно влияющим на ресурс рабочей пары (двигательной секции), относятся:

- низкая степень очистки рабочей жидкости;
- химический состав рабочей жидкости, не соответствующий применяемому виду эластомера (высокое содержание нефти, соли, хлорид-ионов, применение азотосодержащих и кислотосодержащих растворов);
- не соответствие температуры на забое типу эластомера статора рабочей пары (двигательной секции);
- запуск при минусовой температуре без предварительного прогрева двигательной секции;
- превышение рабочих режимов бурения (постоянная работа на максимальных режимах и превышение их);
- применение рабочей пары с фактическим натягом зацепления ротор-статор несоответствующим внутрискважинной температуре.

Секция рабочих органов

Секция рабочих органов – это одно из названий двигательной секции ВЗД (она же рабочая пара, двигательная секция, силовая секция, турбинная секция, «power section», винтовая пара).



Рис.2 - Шпиндельная секция

Шпиндельная секция (шпиндель) – второй основной узел ВЗД, передающий крутящий момент и осевую нагрузку силовой секции (рабочей пары) на породоразрушающий (аварийный) инструмент, используемый при бурении или проведении аварийных работ. Шпиндель воспринимает реакцию забоя и гидравлическую осевую нагрузку, действующие в рабочей паре, радиальные нагрузки от долот и трансмиссии.

По конструктивному исполнению шпиндельные секции бывают двух типов:

- открытые - рабочие детали (узлы трения) смазываются и охлаждаются рабочей жидкостью;
- маслonaполненные - герметизированный шпиндель, рабочие детали (узлы трения) которого находятся в масляной ванне с избыточным давлением на, превышающим давление окружающей среды.

Вращение ротора двигательной секции через элементы трансмиссии (карданный вал или торсион) передается на вал шпиндельной секции. Осевые и радиальные опоры служат для восприятия осевых и радиальных нагрузок шпинделя и являются основными быстроизнашиваемыми расходными элементами секции.



Рис.3- Регулятор угла

Специальный узел ВЗД, представляющий собой сложный механизм искривления (изменения), на заданный диапазон углов, оси перекоса ВЗД относительно нижней части буровой колонны.

Конструктивно регулятор состоит из двух переводников (верхнего и нижнего), сердечника и зубчатой муфты, которая в целях повышения износостойчивости армирована твердосплавными зубками

Особенности современных вэд Секции рабочих органов

- Инновационный подход к расчету геометрии зацепления ротор-статор с минимальными механическими и гидравлическими потерями, позволяет реализовать на долоте большую механическую мощность, значительно увеличивая механическую скорость проходки при бурении.
- Возможность подбора необходимой энергетической характеристики забойного двигателя посредством различной геометрии зацепления обеспечивает оптимальное сочетание «долото – забойный двигатель» при бурении пород различной степени твердости с использованием со- временных долот всех типов.
- Применение для изготовления статоров холоднодеформированных трубных заготовок позволяет значительно повысить надежность двигателей при бурении с вращением бурильной колонны.
- Использование резиновых смесей ведущих производителей с высокими физико-механическими свойствами обеспечивает высокий ресурс двигателей во время бурения с высокими нагрузками.
- Новые резьбовые соединения с повышенной усталостной прочностью позволяют значительно снизить вероятность слома или отворота в процессе бурения. Корпусные резьбовые соединения ГЗД подвергаются дополнительному поверхностному упрочнению [2].

Шпиндельные секции

Оптимальное расположение осевых и радиальных подшипников повышенной грузоподъемности обеспечивает высокую надежность и работоспособность в условиях высоких динамических нагрузок.

Большинство ВЗД оснащены регулируемыми узлами искривления для управления траекторией ствола скважины.

Шарниры из современных высоколегированных сталей и торсионы из титанового сплава, передающие крутящий момент от секции рабочих органов на вал шпинделя и долото, позволяют эффективно работать двигателями с долотами с агрессивным вооружением при самых экстремальных режимах бурения.

На сегодняшний день различают 7 классификаций:

1. Двигатели общего назначения: для бурения вертикальных скважин.
2. Секционные винтовые забойные гидравлические двигатели.
3. Двигатели для ремонта скважин и бурения дополнительных стволов.
4. Двигатели для прокладки подземных коммуникаций и специфических технологий (например, для бурения на колтюбинге).
5. Двигатели для отбора керна.
6. Турбовинтовые двигатели.
7. Двигатели с разделённым потоком .

Конструктивные особенности

1. Блок клапана сброса

Клапан сброса состоит из поршня, муфты, пружины и т.д. Клапан имеет два положения: "открыто" и "Закрыто". При спускоподъемных операциях он находится в положении "открыто". Проходные каналы связывают затрубное пространство и бурильную колонну для обеспечения циркуляции раствора и для предотвращения выброса бурового раствора на ротор во время спускоподъемных операций.

При прохождении бурового раствора через устье клапана создается дифференциальное давление на концевых отверстиях, обеспечивающее толкающее усилие. Когда такое давление превышает усилие пружины и статиче-

ское трение, поршень клапана сброса опускается и пропускные каналы закрываются. При этом буровой раствор направляется в двигатель. Энергия давления преобразуется в механическую энергию. Когда буровой насос остановлен или когда значение производительности недостаточно, дифференциальное давление недостаточно для превышения усилия пружины и она возвращает поршень в положение "закрыто".

Регулятор угла перекоса забойного двигателя

Регулятор содержит полый кривой вал с наружными шлицами и резьбами на его краях, зубчатую муфту с внутренними продольными шлицевыми пазами и зубьями на торце, установленную на наружных продольных шлицах полого кривого вала, прямой и кривой переводники, несоосно расположенные между собой, причем на торце кривого переводника выполнены зубья, входящие в зацепление с зубьями на торце зубчатой муфты. Прямой и кривой переводники соединены с полым кривым валом резьбами на обращенных друг к другу краях, а центральные продольные оси резьб, выполненных на искривленных участках полого кривого вала и кривого переводника, пересекаются в одной точке на центральной продольной оси полого кривого вала и имеют одну плоскость искривления. Точка пересечения центральной продольной оси резьбовой части кривого переводника, предназначенной для соединения со шпинделем забойного двигателя, и центральной продольной оси резьбовой части полого кривого вала, соединяющей его с прямым переводником, расположена в поперечной плоскости стыка торцовых зубьев зубчатой муфты и кривого переводника. Плоскость торцов зубьев зубчатой муфты расположена под прямым углом относительно центральной продольной оси искривленной резьбовой части полого кривого вала, предназначенной для соединения с искривленной резьбовой частью кривого переводника, а плоскость торцов зубьев кривого переводника расположена под прямым углом относительно центральной продольной оси его искривленной резьбовой части, предназначенной для соединения с искривлен-

ной резьбовой частью полого кривого вала. Повышается точность установки углов перекоса, упрощается вычисление углов перекоса регулятора, а также обеспечивается повышение точности проводки наклонно-направленных скважин

Вывод

Винтовые забойные двигатели с регулятором угла используются для наклонно-направленного бурения и горизонтального бурения и на сегодняшний день являются самыми эффективными которые применяются в бурении.

К особенностям принципа действия следует отнести:

- отсутствие быстроизнашивающихся распределительных устройств, поскольку распределение жидкости по шлюзам рабочих органов осуществляется автоматически за счёт соотношения числа зубьев и шагов винтовых поверхностей ротора и статора;

- кинематику рабочих органов, в движении которых сочетается качение со скольжением при относительно невысоких скоростях последнего, что снижает износ рабочей пары;

- непрерывное изменение положения контактной линии (геометрического места точек качения ротора и статора) в пространстве, в результате чего механические примеси, находящиеся в перекачиваемой жидкости, имеют возможность выноситься потоком из рабочих органов.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия АО «Тюменнефтегаз»

Целью данной работы является расчет сметной стоимости строительства разведочной скважины в Тюменской области. Организацией осуществляющей строительство данной скважины является АО «Тюменнефтегаз», деятельность которой, также будут рассмотрены в ходе работы. В ходе работы будут рассмотрены такие вопросы как: расчет нормативной продолжительности строительства скважин, расчет сметной стоимости строительства скважины, расчет технико-экономической эффективности.

Для решения поставленных задач нужно: произвести расчет нормативного времени на механическое бурение; произвести расчет нормативного времени на СПО; произвести расчет нормативного времени на сопутствующие и вспомогательные операции (установка центраторов, геофизические работы, ОЗЦ, разбуривание цементной пробки); произвести расчет затрат времени на проведение ремонтных работ; произвести расчет технико-экономических показателей.

АО «Тюменнефтегаз» – одно из ключевых дочерних обществ ПАО «НК «Роснефть» в Тюменской области.

Организация имеет 21 лицензию по 11 видам лицензируемой деятельности.

Основным видом деятельности компании является добыча сырой нефти. Также АО «Тюменнефтегаз», работает еще по 15 направлениям.

Организация насчитывает 2 дочерние компании.

Основным заказчиком является НК "Роснефть", на рынке более 23 лет.

На сегодняшний день основной деятельностью предприятия является разработка месторождения «Русское». Русское месторождение, открытое в 1968 году, находится за полярным кругом в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа .

В 2015 году стартовало полномасштабное разбуривание месторождения.

На начало июня 2017 года выполнено более 130 000 метров проходки в эксплуатационном бурении.

В настоящее время **АО «Тюменнефтегаз»** имеет право на разработку 10 месторождений, расположенных на территории ЯМАО, Ханты-Мансийского АО, Тюменской и Оренбургской областях.

Годовая добыча составляет около 2 млн. тонн нефти.

Основная продукция – нефть добытая; газ горючий природный (газ естественный) нефтяных месторождений (газ попутный); конденсат газовый; широкая фракция легких углеводородов.

4.2 Нормативная продолжительность строительства скважин

Задачей настоящего раздела является расчет нормативной продолжительности строительства скважины. Данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 1.

Таблица 23 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	3020
Способ бурения:	
Под направление	Роторный
Под кондуктор	Совместный
Под эксплуатационную колонну	Совместный
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
Направление	d 393,7 мм на глубину 40 м
Кондуктор	d 244,5 мм на глубину 950 м
эксплуатационная колонна	d 168,3 мм на глубину 3020 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевой системы	4x5
Насосы:	
Тип	УНБТ-1180
Производительность, л/с:	
В интервале 0-40 м	54
В интервале 40-950 м	43
В интервале 950-3020 м	36
Утяжеленные бурительные трубы	УБТ 178x90, УБТ 203x100
Забойный двигатель	
В интервале 40-950	Д-240М.5/6.50,
В интервале 950-3020	Д5-172

Бурильные трубы: длина свечей, м	25
В интервале 0-40	127*9,19
В интервале 40-950	127*9,19
В интервале 950-3020	127*9,19
Типы и размеры долот:	
В интервале 0-40	III 394 М-ЦВ
В интервале 40-950	БИТ 295.3 ВТ 619
В интервале 950-2966	БИТ 215,9 ВТ 713
В интервале 2995-3020	БИТ 215,9 ВТ 713

Сведения о действующим на буровом предприятии нормам времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото на нефтяном месторождении (Тюменская область) представлены в таблице 2.

Таблица 24 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

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	40	40	0,034	500
2	40	950	910	0,039	1580
3	950	3020	2070	0,061	1300

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

$$N = T * H,$$

(14)

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

H - количество метров в интервале, м.

Расчет нормативного времени на механическое бурение представлен в таблице 3.

Таблицы 25 - Расчет нормативного времени на механическое бурение

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,034	1,36

910	0,039	35,49
2070	0,061	126,27
Итого		163,12

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

$$n = H/P, \quad (15)$$

где P - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 4.

Таблица 26 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале P , м	n
40	500	0,08
910	1580	0,57
2070	1300	1,6
Итого на скважину		2,25

Таким образом, был произведен расчет нормативного времени на механическое бурение.

4.3 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;

- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО ТСПО, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}}, \quad (16)$$

где $n_{\text{СПО}}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

Π – длина интервала, м

Таким образом, были выполнены расчеты времени на СПО. Результаты приведены в приложении К.1.

4.4 Расчет нормативного времени на сопутствующие и вспомогательные операции

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит: кондуктор: $24 * 1 = 24$ мин, эксплуатационная колонна: $70 * 1 = 70$ мин.

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления - 8 ч, кондуктора - 12 ч, эксплуатационной колонны - 24 ч.

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. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

- Отвертывание долота - 7 минут.
- Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (17)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (18)$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (19)$$

где l_c - длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции}} = N * 2 + 5. \quad (20)$$

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам расчета:

1. Для направления: $T_{\text{напр.}} = 0,45 * 2 + 5 = 5,9$ мин.

2. Для кондуктора: $T_{\text{конд.}} = 38,5 * 2 + 5 = 82$ мин.

3. Для эксплуатационной колонны: $T_{\text{эксп.}} = 124,8 * 2 + 5 = 254,6$ мин.

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

- Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 5,9 + 82 + 254,6 + 3 * (7 + 17 + 42) = 540,5 \text{ мин} = 9 \text{ ч.}$$

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

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 8 ч.

Таким образом, в ходе работы были подсчитаны нормы времени на сопутствующие и вспомогательные работы.

4.5 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.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 270,52 часов или 11,2 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6%.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$T_{\text{общ}} = 270,52 \times 0,066 = 17,85 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 270,52 + 17,85 + 25 = 313,37 \text{ ч} = 13,05 \text{ суток.}$$

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область) представлена в приложении К.2.

Таким образом расчет нормативной продолжительности строительства скважины производился с учетом всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени(13,05 суток).

4.6 Сметная стоимость строительства скважины

Задачей настоящего раздела является расчет сметной стоимости строительства скважины.

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (21)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице 27.

Таблица 27– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	Проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
Направление	1,71	1,48	0,06
Кондуктор	48,1	53,21	2,217
Эксплуатационная колон-	168,75	143,4	5,975
Крепление:			
направление	3,56	3,84	0,16
кондуктор	16,0	17,28	0,72
эксплуатационная колонна	32,4	35	1,46
Итого	270,4	254,3	10,9

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении Л.

Таким образом в ходе выполнения данного раздела, получил результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении Л.

4.4 Расчет технико-экономических показателей

Задачей раздела является расчет технико-экономических показателей.

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

а) механическая скорость V_M , м/ч:

$$V_M = H/T_M, \quad (22)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч:

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (23)$$

где $T_{сно}$ - время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч:

$$V_K = (H * 720)/T_H, \quad (24)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м:

$$h_d = H/p, \quad (25)$$

где p - количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (26)$$

где $C_{см}$ – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3020
Продолжительность бурения, сут.	11,2
Механическая скорость, м/ч	18,51
Рейсовая скорость, м/ч	13,8
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9948,75
Проходка на долото, м	1006,66
Стоимость одного метра	39033,95

Таким образом, в данном разделе были рассчитаны нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Организационная структура управления организацией



Выводы по разделу:

Общее время механического бурения составит 270,52 часов или 11,2 суток. При расчете нормативной продолжительности строительства скважины с учетом всех видов работ, было рассчитано что, на реализацию данного проекта необходимо 17,85 суток.

В ходе проведения планирования и подсчета сметной стоимости строительства проектируемой скважины общее время проводки скважины от начала забуривания до процесса заканчивания составит 332,4 часов или 13,85 дней с учетом всех видов работ. Общая величина затрат на выполнение данного проекта составит 117918958 рублей.

Благодаря выбору современных буровых долот типа PDC, а также винтовых забойных двигателей с оптимальной заходностью и других усовершенствованных технологий бурения и крепления скважины были достигнуты следующие технико-экономические показатели: механическая скорость 18,51 м/ч;

рейсовая скорость 13,8 м/ч; коммерческая скорость 9948,75 м/ст.-мес.; проходка на долото 1006,66 м; стоимость одного метра бурения 39033 рублей.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Целью выпускной квалификационной работой является, проектирование, разведочной скважины глубиной 3020 метров. Ствол скважины запроектирован под углом 0 градусов. Под проектированием понимается определение основных технологических параметров, таких как: обоснование конструкции скважины, расчет числа, глубин спуска обсадных колон и колонны бурильных труб, выбор способа бурения и другие параметры, техника и технологии необходимые для сооружения скважины при имеющихся геологических условиях. Выбор каждого технологического параметра также обоснован с технико-экономической точки зрения.

С ростом технологий в сфере бурения предполагает увеличение объемов производства, рост потребления веществ и энергии. Растут риски пагубного воздействия на окружающую среду. Тем самым мы должны минимизировать вред окружающей среде и человеку. Предприятия должны знать и соблюдать законодательство в области социальной ответственности, что позволит минимизировать негативное воздействие производства. Мероприятия по уменьшению опасности обычно снижают производительность труда и не несут экономической выгоды.

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

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 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе. Каждый работник 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. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки, надписи и запрещающие плакаты. При возникновении несчастного случая работник должен сообщить непосредственному руководителю работ, оказать первую медицинскую помощь пострадавшему и организовать его доставку в медицинский пункт. 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.

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- ние	Эксплу- атация	
1.Расположение рабочего ме- ста на значительной высоте	+	+	+	ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ

относительно поверхности земли (пола)				ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 21752-76
2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 21753-76 ГОСТ EN 894-1-2012 ГОСТ Р ИСО 14738-2007
3. Пожаровзрывобезопасность	+	+	+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03
5. Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ
6. Превышение уровней вибрации	+		+	СанПиН 2.2.4.548-96 СанПиН 2.6.1.2523-09
7. Превышение уровней шума	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562-96 СН 2.2.4/2.1.8.566-96 СП 51.13330.2011 ГН 2.2.5.3532-18
8. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	ГН 2.2.5.2308 – 07 СанПиН 2.1.6.1032-01

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению 1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола).

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не огражденных 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.

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 [21]

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;

- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;

- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями. [23]

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]

3. Пожаровзрывобезопасность

Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

- 3.1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);

- 3.2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента);

- 3.3. Удар молнии;

3.4. Разряд зарядов статического электричества. [28]

Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках. В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

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.

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91.

5. Электрический ток

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 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 программе.

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности. [25]

6. Превышение уровней вибрации

Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь, наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

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 установленных пределов (гигиенических нормативов).

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;
- проведение послеремонтного и при необходимости периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброрукавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов.

7. Превышение уровней шума

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 ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость.

8. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать установленным требованиям. Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

5.3 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.
5. Необходимо предусмотреть дегазацию объекта.

5.4 Экологическая безопасность

Воздействия на окружающую среду регулируются Федеральным законом «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа».

1. 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.

2. 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 произойдет 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.

3. 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.

Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы:

- обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу,
- не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест,
- не допускается загрязнение участка проведения работ,
- не допускается установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ,
- не допускается ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов.

5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Источник ЧС: опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Тюменская область) 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;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону в пожарную охрану;
- сообщить о возникновении пожара своему непосредственному работодателю;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были приведены особенности трудового законодательства, относящиеся к данному проекту. Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности рабочего персонала, задействованного на проектируемом участке, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью. Был разработан порядок действия в результате возникновения ЧС и меры по ликвидации её последствий

Проанализировали основные опасные и вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого объекта, такие как: повышенные уровни шума и вибрации; недостаточная освещенность рабочей зоны; отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; движущиеся части машин и механизмов; пожаровзрывобезопасность; электробезопасность. Предложенные средства индивидуальной и коллективной защиты минимизируют риски получения травм и нанесения вреда здоровью персонала с приведенными факторами. Уделено внимание возможным источникам загрязнения окружающей среды и природоохранным мероприятиям для обеспечения её экологической безопасности, сохранению природных ресурсов и их залежей.

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., Близиюков 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. : Недрa, 2003. – 1007 с.
21. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
23. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
24. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
25. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Приложение А

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

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
От	До	Мощность	Название	Индекс	
1	2	3	4	5	6
0	30	30	Четвертичная система	Q	1,3
30	80	150	Туртасская	Р ₃ /trt	1,3
80	180	100	Новомихайловская	Р ₃ /nm	1,3
180	325	145	Атлымская	Р ₃ /atl	1,3
325	500	175	Чеганская	Р ₃₋₂ /chg	1,25
500	700	200	Люлинворская	Р ₂ /llv	1,25
700	800	100	Талицкая	Р ₁ /tl	1,25
800	975	175	Ганькинская	К ₂ /gn	1,25
975	1150	175	Березовская	К ₂ /bz	1,25
1150	1175	25	Кузнецовская	К ₂ /kz	1,2
1175	1900	725	Покурская	К ₁ /pkr	1,2
1900	2000	100	Алымская	К ₁ /alm	1,15
2000	2675	675	Вартовская	К ₁ /vrt	1,15
2675	2790	115	Мегионская	К ₁ /mg	1,15
2790	2830	40	Ачимовская	К ₁ /ach	1,15
2830	2855	25	Баженовская	Ж ₃ /bg	1,1
2855	2860	5	Георгиевская	Ж ₃ /gr	1,1
2860	2935	75	Васюганская	Ж ₃₋₂ /vs	1,1
2935	3000	65	Тюменская	Ж ₁ /tm	1,1

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	30	Пески Гравий Суглинки	- - -
Р ₃ /trt	30	80	Глина Алевриты Пески	- - -
Р ₃ /nm	80	180	Алевролиты Глина Угли	- - -
Р ₃ /atl	180	325	Глина Пески	- -

P ₃₋₂ /chg	325	500	Глины Алевролиты Пески	- - -
P ₂ /llv	500	700	Песчаники Опоки Алевролиты Глины	- - - -
P ₁ /tl	700	800	Алевриты Глины	- -
K ₂ /gn	800	975	Глины Мергели Алевриты	- - -
K ₂ /bz	975	1150	Опоки Алевролиты Песчаники Глины	- - - -
K ₂ /kz	1150	1175	Глины Алевролиты	- -
K ₁ /pkr	1175	1900	Песчаники Пески Алевролиты	- - -
K ₁ /alm	1900	2000	Глины Аргиллиты	- -
K ₁ /vrt	2000	2675	Глины Песчаники Аргиллиты Алевролиты	- - - -
K ₁ /mg	2675	2790	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	-
K ₁ /ach	2790	2830	Глины Песчаники Алевролиты	- - -
J ₃ /bg	2830	2855	Песчаники Алевролиты Аргиллиты Глины	- - - -
J ₃ /gr	2855	2860	Аргиллиты	-
J ₃ -J ₂ /vs	2860	2935	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	- - -
J ₁ /tm	2935	3000	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	- - -

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	Пески Гравий Суглинки Торф	-	-	-	20-30	-	-	-	2-3	мягкие
P ₃ /trt	30	80	Глина Алевриты Пески	-	-	-	40	-	-	-	2-4	мягкие
P ₃ /nm	80	180	Алевролиты Глина Угли	-	-	-	40	-	-	-	2-4	мягкие
P ₃ /atl	180	325	Глина Пески	-	-	-	40	-	-	-	3-4	мягкие средние
P ₃₋₂ /chg	325	500	Глины Алевролиты Пески	-	-	-	40	-	-	-	3-4	мягкие средние
P ₂ /llv	500	700	Песчаники Опоки Алевролиты Глины	-	-	-	95	-	-	-	3-4	мягкие средние
P ₁ /tl	700	800	Алевриты Глины	-	-	-	70	-	-	-	3-4	мягкие средние

Продолжение таблицы – А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₂ /gn	800	975	Глины Мергели	-	-	-	70	-	-	-	3	мягкие средние
K ₂ /bz	975	1150	Опоки Алевролиты Песчаники	-	-	-	50	-	-	-	3	мягкие средние
K ₂ /kz	1150	1175	Глины Алевролиты	-	13	-	95	-	-	-	3	мягкие средние
K ₁ /pkr	1175	1900	Песчаники Пески Алевролиты	-	13-31	-	50	0,6-0,8	-	-	6	мягкие средние
K ₁ /alm	900	2000	Глины Аргиллиты	-	13	-	95	0,8	-	-	3	мягкие средние
K ₁ /vrt	2000	2675	Глины Песчаники	-	26	-	95	0,6	-	-	4	мягкие средние
K ₁ /mg	2675	2790	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	-	13	-	95	-	-	-	2	мягкие средние
K ₁ /ach	2790	2830	Глины Песчаники Алевролиты	-	17	-	95	-	-	-	-	мягкие средние
J ₃ /bg	2830	2855	Песчаники Алевролиты	-	17	-	20	5	-	-	2-4	мягкие средние
J ₃ /gr	2855	2860	Аргиллиты	-	-	-	-	-	-	-	6	средние
J ₃ -J ₂ /vs	2860	2935	Аргиллиты Алевролиты	-	17	-	20	5	-	-	5	средние
J ₁ /tm	2935	3000	Песчаники Алевролиты Аргилиты	-	-	-	-	-	-	-	5	средние

Приложение Б

(Обязательное)

Таблица Б.1 – Расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-950	950-3020
Исходные данные				
D _д	м	-	0,2953	0,2159
	мм	-	295,3	215,9
G _{ос} , кН		-	78,4	94,1
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	236-265	173
M _р , Н*м		-	530,6	412,4
M _о , Н*м		-	147,65	107,95
M _{уд} , Н*м/кН		-	36,94	27,41

Таблица Б.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0 – 40	40 – 950	950 – 3020
Исходные данные			
Q ₁ , л/с	67	27	11
Q ₂ , л/с	69	40	11
Q ₃ , л/с	147	72	42
Q ₄ , л/с	73	36	15
Q ₅ , л/с	32	28	21
Q ₆ , л/с	-	20-50	25-35
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	73 – 147	40 – 72	21 – 42
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	77	42	28
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q _{тн} , л/с	-	42	23
ρ ₁ , кг/м ³	-	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	1160	1120	1078

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 77 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки (УНБТ-1180 с диаметром втулок 150 мм).

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 42 л/с. для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы

ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений. Применяем буровой насос типа УНБТ-1180 с диаметром втулок 150 мм.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 28 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД (УНБТ-1180 с диаметром втулок 150 мм).

Приложение В

Таблица В.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-40м)

№	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 направление (0-40м)							
1	Долото Ш 394 М-ЦВ	0,457	393,7	-	3-171	Муфта	0,161
2	УБТ УБТ 203x100	9,45	203	100	3-171	Ниппель	2,11
					3-171	Муфта	
3	Переводник П 3-171/147	0,52	203	100	3-171	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
4	ВБТС-140	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40-950м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения	
Бурение под кондуктор (40-950м)							
1	Долото БИТ 295.3 ВТ 619	0,5	295,3	-			0,043
					3-152	Ниппель	
2	ВЗД Д-240М.5/6.50	7,23	240	-	3-152	Муфта	1,85
					3-171	Муфта	
3	КО-240	0,63	225	-	3-171	Ниппель	0,116

					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203x100	9,45	203	100	3-171	Ниппель	1,8
					3-171	Муфта	
5	5КС-295,3 СТ	0,49	295,3	70	3-171	Ниппель	0,080
					3-171	Муфта	
6	УБТ УБТ 203x100	28,35	203	100	3-171	Ниппель	5,44
					3-171	Муфта	
7	Переводник П-171/133	0,22	203	95	3-171	Ниппель	0,049
					3-133	Муфта	
8	ТБПК-127*9,19 Е	833,6	127	107	3-133	Ниппель	26,04
					3-133	Муфта	
9	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
10	КШЦ-178	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-147/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
12	ВБТС-140	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (950-3020м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения	
Бурение под кондуктор (40-950м)							
1	Долото БИТ 295.3 ВТ 619	0,5	295,3	-			0,043
					3-152	Ниппель	
2	ВЗД Д-240М.5/6.50	7,23	240	-	3-152	Муфта	1,85
					3-171	Муфта	
3	КО-240	0,63	225	-	3-171	Ниппель	0,116
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203х100	9,45	203	100	3-171	Ниппель	1,8
					3-171	Муфта	
5	5КС-295,3 СТ	0,49	295,3	70	3-171	Ниппель	0,080
					3-171	Муфта	
6	УБТ УБТ 203х100	28,35	203	100	3-171	Ниппель	5,44
					3-171	Муфта	
7	Переводник П-171/133	0,22	203	95	3-171	Ниппель	0,049
					3-133	Муфта	
8	ТБПК-127*9,19 Е	833,6	127	107	3-133	Ниппель	26,04
					3-133	Муфта	
9	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
10	КШЦ-178	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-147/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
12	ВБТС-140	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6

Таблица В.4 – КНБК для отбора керна (2966-2995м)

№	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)	
Отбор керна (2966-2995м)							
1	Головка буриль- ная 215,9/100 СВ813SM	0,3	215,9	100			0.015
					3-161	Муфта	
2	Кернотборный снаряд УКР-172/100 Кембрии	15,9	215,9	100	3-161	Ниппель	-
					3-133	Муфта	
3	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ 178x70	19	178	80	3-147	Ниппель	3,14
					3-147	Муфта	
5	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
6	ТБПК-127*9,19 Е	2444,3	127	107	3-133	Ниппель	77,43
					3-133	Муфта	
7	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
8	КШЦ-178	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
9	Переводник П-147/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
10	ВБТС-140	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6

Приложение Г

(Обязательное)

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0 – 3020

М

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	40	40	393,7	-	1,3	6,32
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 0,51
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 4,28
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V₁ = 16,64
Объем раствора к приготовлению:						V_{бр} = 21,63
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перев1} = 9,98
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
40	950	910	295,3	304,9	1,3	83,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 8,73
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 56,31
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 4,55
Объем раствора в конце бурения интервала						V₂ = 173,75
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 243,34
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V_{перев1} = 9,98
Объем раствора к приготовлению:						V_{2'} = 73,92
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перев2} = 104,28
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
950	3020	2070	215,9	228,7	1,2	129,62
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 13,40
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 64,33
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 10,35
Объем раствора в конце бурения интервала						V₄ = 265,24
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 353,32

Таблица Г.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
		Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	Уп	кг	уп	Кг	уп	кг	уп
Бентонит	900	5600	6,22	31,7	35,2	46,48	51,6	83780	94
Каустическая сода	25	10,6	0,42	20,63	0,8	594,9	23,8	626,13	26
Кальцинированная сода	25	5,3	0,21	20,63	0,8	73,9	2,9	99,83	4
МЕХ-BOR	25			228,5	9,1			228,5	10
МЕХ-SAP	25	5,3	0,21	61,9	2,5			67,2	3
МЕХ-GL LUBE	200					2375,9	11,8	2375,9	12
МЕХ-GUM S	25					668,8	26,7	668,8	27
МЕХ-PAC HV	25			41,27	1,6			41,27	1,6
МЕХ-SBT(крахмал)	25					4666,3	186,6	4666,3	186,6
МЕХ-PAC LV	25			228,5	9,1	4639	185,5	4867,5	195
МЕХ-PAN	25	10,6	0,42	145,9	5,8			156,5	7
SAPP	25			61,9	2,5			61,9	3
БИКИРБОНАТ НАТРИЯ	25					73,9	2,9	73,9	3
KCL	900					42735,7	47,4	42735,7	48
Карбонат кальция	1000					29670	29,67	29670	30

Приложение Д

(Обязательное)

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 см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	40	БУРЕНИЕ	0.61	0.072	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	93	3.53
Под кондуктор									
40	950	БУРЕНИЕ	0.88	0.091	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	11	81,8	3,68
Под эксплуатационную колонну									
950	2966	БУРЕНИЕ	1,151	0.098	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	8	95,1	4,98
						2	9		
Отбор керна									
2966	3020	Отбор керна	0,737	0.063	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	7	119,7	5,05

Таблица Д.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	40	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	100	150	247,5	1	125	35,6	65,6
40	950	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	100	150	275,4	1	120	31,8	49,2
950	3020	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	100	150	352,0	1	125	36	36
2966	2995	Отбор керна	УНБТ-1180	1	100	150	352,0	1	90	23,04	23,04

Таблица Д.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	40	БУРЕНИЕ	99,2	77,4	0	9,7	0,1	10
40	950	БУРЕНИЕ	248,4	65,4	65,9	86,2	12	10
950	3020	БУРЕНИЕ	223,5	57,7	58,3	71,2	26,3	10
2966	2995	Отбор керна	163,3	91,5	0	30,3	35,8	5,8

Приложение К

(Обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица К.1.1 - 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 проходимости на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-40	393,7	500	11	24	0-40	0,0118	0,35
II	40-950	295,3	1580	12	32	40-100	0,0119	0,83
						100-200	0,0130	1,30
						200-300	0,0143	1,43
						300-400	0,0143	1,43
						400-500	0,0143	1,43
						500-600	0,0152	1,52
						600-700	0,0155	1,55
						700-800	0,0156	1,56
						800-900	0,0156	0,62
						900-950	0,0156	0,94
Итого								12,61
III	950-3020	215,9	1300	12	32	950-1000	0,0156	0,94
						1000-1100	0,0156	1,56
						1100-1200	0,0157	1,57
						1200-1300	0,0163	1,63
						1300-1400	0,0174	1,74
						1400-1500	0,0185	1,85
						1500-1600	0,0187	1,87
						1600-1700	0,0190	1,90
						1700-1800	0,0196	1,96
						1800-1900	0,0207	2,07
						1900-2000	0,0227	2,27
						2000-2100	0,0230	2,30
						2100-2200	0,0237	2,37
						2200-2300	0,0243	2,43
						2300-2400	0,0246	2,46
						2400-2500	0,0249	2,49
						2500-2600	0,0252	2,52
2600-2700	0,0253	2,73						
2700-2800	0,0273	2,85						
2900-3000	0,0285	2,97						
						3000-3020	0,0297	1,25
Итого								42,48
Итого								55,44

Приложение К.2

(Обязательное)

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица К.2.1 - Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 3020 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма про-ходки, м	Количество, шт	Интервал бу-рения, м	Количество метров, м	Время механиче-ского бурения, ч		Прочие рабо-ты, связан-ные с проход-кой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интер-вал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш 394 М-ЦВ	500	0,08	0-40	40	0,034	1,36	0,35	1,71
Бурение под кондуктор	295,3 МСЗ-ГН- R9	1580	0,57	0-950	910	0,039	35,49	12,61	48,1
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215.9 В 419	1300	1,6	950-3020	2070	0,061	126,27	42,48	168,75
Всего			2,25		3020		163,12		218,56
Крепление:									
- направления	-	-	-	-	-	-	-	-	3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									32,4

Продолжение таблицы К.2.1

Установка центраторов			5	-					0,08
-направление			27						0,45
-кондуктор			74						1,23
- эксплуатационная ОЗЦ:									
-направление									8,0
-кондуктора	-	-			-	-	-	-	12,0
- эксплуатационной									24,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)			-						
-направление				30-40					0,1
-кондуктор				940-950					1,36
- эксплуатационной									
Спуск и подъем при ГИС	-	-	-	-	-	-	-	-	5,89
Геофизические работы	-	-	--	-	-	-	-	-	25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ	-	-	-	-	-		-	-	8
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)	-	-	-	-	-	-	-	-	270,52
Ремонтные работы (6,6 %)	-	-	-	-	-	-	-	-	17,85
Общее время на скважину	-	-	-	-	-	-	-	-	645

Приложение Л

(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Л.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,06	8,3	2,217	306,36	5,975	825,6853
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,06	1,19	2,217	44,1	5,975	118,9025
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,06	1,66	2,217	61,34	5,975	165,3283
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,06	0,45	2,217	16,7	5,975	45,0515
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,06	15,17	2,217	560,6	5,975	1510,839
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,06	1,71	2,217	63,2	5,975	170,3473
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,06	0,41	2,217	15,4	5,975	41,52625
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,06	79,02	2,217	2919,789	5,975	7869,075
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500	853,29	-	-	-	-	2,217	1891,74	5,975	5,098,40

м/ст.-мес), сут									
-----------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,06	0,967	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	5,975	2212,84
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,06	1,4	2,217	51,47	5,975	138,73
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,06	8,33	2,217	307,91	5,975	829,88
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	-	-	0,06	2,48	2,217	91,78	5,975	247,365
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,06	6,05	2,217	223,56	5,975	602,51
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,06	0,534	2,217	19,73	5,975	53,17
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,06	2,03	2,217	75,2	5,975	202,67
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	0,06	6,024	2,217	222,5	5,975	599,89
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,06	0,82	2,217	30,35	5,975	81,79
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		7749,71		2222,235		13294,47		16616,95	
Затраты зависящие от объема работ									
Ш 394 М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
БИТ 295.3 ВТ 616	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
БИТ 215,9 ВТ 713	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб		738							
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0		169,944		747,883		5979,951	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		7749,71		2392,179		14042,353		22596,901	

Всего по сметному расчету, руб	46781,754
---------------------------------------	-----------

Таблица Л.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,1104	0,72	99,4968	1,46	201,7574
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,184	0,72	14,328	1,46	29,054
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,4272	0,72	19,9224	1,46	40,3982
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,2064	0,72	5,4288	1,46	11,0084
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,4576	0,72	182,0592	1,46	369,1756
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,5616	0,72	20,5272	1,46	41,6246
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,112	0,72	5,004	1,46	10,147
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,72	948,24	1,46	1922,82
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	218,88	0,72	984,96	1,46	1997,28
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	67,104	0,72	301,968	1,46	612,324

Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,16	22,2224	0,72	100,0008	1,46	202,7794
------------------------------------	--------	------	---------	------	----------	------	----------

Продолжение таблицы Л.2

Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	16,1344	0,72	72,6048	1,46	147,2264
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,424	0,72	6,408	1,46	12,994
1	2	3	4	5	6	7	8
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	16,064	0,72	72,288	1,46	146,584
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	27,0864	0,72	121,8888	1,46	247,1634
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,944	0,72	13,248	1,46	26,864
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,4272	0,72	24,4224	1,46	49,5232
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-146, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-146/195, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦКОДМ-146, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
Продавочная пробка ПП-324, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-146, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Головка цементирующая ГЦУ-324	590,9	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементирующая ГЦУ-245	4280	1	-	-	-	1	-
Головка цементирующая ГЦУ-146	3320	-	-	-	3320	-	-
Башмак колонный БК-324, шт	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			970,6226		6831,495		9776,774

Продолжение таблицы Л.2

Затрат зависящие от объема работ							
	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49
1	2	3	4	5	6	7	8
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76

Продолжение таблицы Л.2

Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985		22742,0521		72253,3		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	96824,35						
Всего по сметному расчету, руб	97562,35						

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.	61132
Разработка трубопроводов линий передач и др.	231
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1073
Итого по главе 1	62436
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	151546
Разборка и демонтаж	1229
Монтаж установки для освоения скважины	456
Демонтаж установки для освоения скважины	144
Итого по главе 2	153375
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	46781,75 4
Крепление скважины	97562,35
Итого по главе 3	144334,1
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12904
Итого по главе 4	12904
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	16038,28
Итого по главе 5	16038,28

Продолжение таблицы Л.3

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9846,67
Эксплуатация котельной	2964
Итого по главе 6	12810,67
Итого по главам 1-6	391898,05
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1-6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	64271,28
Итого по главе 7	64271,28
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	36493,54
Итого по главе 8	36493,54
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	22662,49
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	14287,22
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	8867,93
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	235,85
Топографо-геодезические работы	125
Скважины на воду	4803
Итого по главе 9	50981,49
Итого по главам 1-9	543644,36
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1087,28
Итого по главе 10	1087,28
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	800
Проектные работы	3900
Итого по главе 11	4700

Продолжение таблицы Л.3

1	2
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	27471,56
Итого по главе 12	27471,56
Итого по сводному сметному расчету	576902,92
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	117803578
НДС 20%	115380,58
Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента	117918958