

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

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 2900 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Митюков Алексей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев Александр Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
 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

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Митюкову Алексею Сергеевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2900 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

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 = 100 м3/сутки</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(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).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> - Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; - Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); - Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего

	<p>инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет буровой 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>- Двигатели с регулируемым углом перекоса(ВЗД)</p>
--	---

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	<p>1. Геолого-технический наряд</p> <p>2. Компоновка буровой колонны</p>
---	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

- 1. Общая и геологическая часть**
- 2. Технологическая часть**
- 3.**
- 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**
- 5. Социальная ответственность**

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2018
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев Александр Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Митюков Алексей Сергеевич		

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

Школа _____
Направление подготовки (специальность) _____
Уровень образования _____
Отделение школы (НОЦ) _____
Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

--

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>1. Геологическая и технологическая части</i>	
	<i>2. Специальная часть и графические приложения</i>	
	<i>3. Предварительная защита работы</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит.

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

Цель работы – проектирование строительства разведочной скважины глубиной 2900 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство разведочной скважины на нефть глубиной 2900 м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации строительства, 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 нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW» (представлены вместе с ВКР).

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	10
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	11
1.1 Геологические условия бурения скважины	11
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	13
1.3 Зоны возможных осложнений	14
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	16
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	16
2.2 Обоснование конструкции скважины	16
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	16
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	22
2.3. Углубление скважины	22
2.3.1 Выбор способа бурения	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	24
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	26
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	27
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	29
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	33
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	35
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	36
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	37
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	37
2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине	43
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	44

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования	44
2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	45
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	45
2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	46
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	49
2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины	49
2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта	49
2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя	50
2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования	51
2.5 Выбор буровой установки	54
3. Двигатель с регулируемым углом (ВЗД)	55
3.1 Конструкция ВЗД	55
3.1.1 Двигательный узел	55
3.1.2 Рабочие органы ВЗД	57
3.2 Регулятора угла	58
3.2.1 Зубчатая муфта	59
3.3 Алгоритм смены угла перекоса	60
3.4 Сравнение ВЗД на примере ДГР-172	63
Вывод	65
4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	68
4.1 Основные направления деятельности ООО«РН-Юганскнефтегаз»	68
4.1.1 Организационная структура управления предприятием	69
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	70
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	72
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	73
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	75
4.2.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	75
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	76
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	78

4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	78
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	78
4.3 Линейный календарный график выполнения работ	84
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	85
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	85
4.5 Расчет технико-экономических показателей	100
5. Социальная ответственность	105
5.1. Профессиональная социальная ответственность	105
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)	107
5.2. Экологическая безопасность	115
5.3. Водопотребление и водоотведение	117
5.4. Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения	117
5.5. Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды	118
5.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	121
5.7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	123
Список используемой литературы	126
Приложение А	131
Приложение Б	132
Приложение В	134
Приложение Г	135
Приложение Д	137
Приложение Е	139
Приложение Ж	140

ВВЕДЕНИЕ

Добывающая нефть и газ играет важную роль в развитии инфраструктуры страны, она является не только отличными горюче-смазывающимися материалами, но и хорошо применяется в химической промышленности.

Одним из эффективным средством разведки и эксплуатации нефти-газовых месторождений является бурение глубоких скважин. Важно отметить что бурение нефти-газовых скважин – это трудоемкий и сложный технологический процесс, который состоит из многочисленных операций. При бурении используется современное оборудование, которое значительно сокращает время на строительство скважины, уменьшает вредное влияние на, насыщенный флюидом, пласт во время бурения, качественное крепление скважин и цементирования, значительно уменьшает их себестоимость, а это серьезная задача, к решению которой привлекаются крупные научно – исследовательские учреждения, также привлекаются молодые специалисты ведущих вузов страны. В научно-исследовательских центрах и предприятиях решают вопросы о более рациональном способе строительства скважин.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство разведочной вертикальной скважины. Данная работа включает в себя решение многих вопросов в основных сферах проектирования скважины, а это, технологической, социальной и экономической. В специальной части работы рассматривается винтовой забойный двигатель с углом перекоса.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

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

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов таблица приложение А.

Литологическая характеристика разреза скважины приложение Б.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины приложен В.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 2630—2875 метров представлен базальтом, плотностью 2400 кг/м³, проницаемостью 4,4 мДарси, пористостью 13%.

Таблица 1 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс страт. Подразд.	Интервал, м		Градиент			
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления
	от	до	доли ед.	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м
Q-P2/3	0	370	0,1	0,1	0,22	0,22
P2/3-K2	370	765	0,1	0,1	0,21	0,22
K2	765	1030	0,1	0,1	0,2	0,22
K2-K1	1030	1860	0,1	0,1	0,18	0,22
K1	1860	2490	0,1	0,1	0,16	0,22
J3	2490	2572	0,105	0,105	0,16	0,22
J3-J1-2	2572	2630	0,103	0,103	0,16	0,22
Tr	2630	2895	0,105	0,105	0,16	0,22

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 30-35 °С.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 - Водоносность

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотн.г/см3	Дебит м3/сут Водозаб.скв.
	от	до			
К2 (сеноман)	1030	1325	поровый	1,015	1500
К1 (ВК1)	1564	1574	поровый	1,005	10

Таблица 3 - Нефтеносность

Индекс стратиг. подразд.	Интервал,м		Тип коллектора	Плотность, г/см3	Дебит, м3/сут Qн	Газ. фактор, м /т	ρ газа, доли ед.	Т, °С
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тг	2630	2875	трещин.	0,698	100	60	0,995	30-35

Проектируется эксплуатация пласта Тг.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватопасные зоны осложнения представлены в таблицах 4 - 7.

Таблица 4 – Осыпи и обвалы стенок скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала осложнения, сутки	Интенсивность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			мощность, м	скорость, м/час	
Q – P2/3	0	760	3	интенсивн.	370	100-120	нарушение технологии бурения
P2/3 – K1	760	1860	3	слабые	1490	100-120	
K1 – Tr	1860	2895	3	слабые	1035	100-120	

Таблица 5 – поглощение бурового раствора.

Индекс страт. подразд.	Интервал, м		Мах инт. погл., м3/час	Условие возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q-P2/3	0	760	до 5,0	Отклонение параметров
K2-K1	1030	1860	до 7,0	бурового раствора
K1-Tr	1925	2895	до 3,0	от проектных

Таблица 6 – Нефтегазоводопроевление.

Индекс страт.под	Интервал, м		Вид проявляемог о флюида	Длина столба газа при ликв. прояв.	ρ смеси г/см ³	Условия возникновения
	от	до				
К2	103 0	132 5	вода	-	-	Пренебрежение к постоянному
К1 (BK1)	154 8	156 8	нефть	отсутствует	*	доливу жидкости в скважину во
К1 (BK1)	156 4	157 4	вода	-	-	время подъема инструмента,
Ј3(ЮК0)	250 0	252 3	нефть	отсутствует	*	проведения геофизических,
Ј1- 2(ЮК2-9)	257 2	262 7	нефть	отсутствует	*	ремонтных и прочих работ без
Тг	263 0	284 5	нефть	отсутствует	*	циркуляции бурового раствора

Таблица 7 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Условия возникновения
	от	до	
Q-P2/3	0	760	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка ствола скважины от шлама
P2/3-Tr	760	2895	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нахождение бурильной колонны и геофизических приборов без движения более регламентирующего времени, плохая ствола скважины от шлама, сужение ствола скважины

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

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

2.2.2 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.

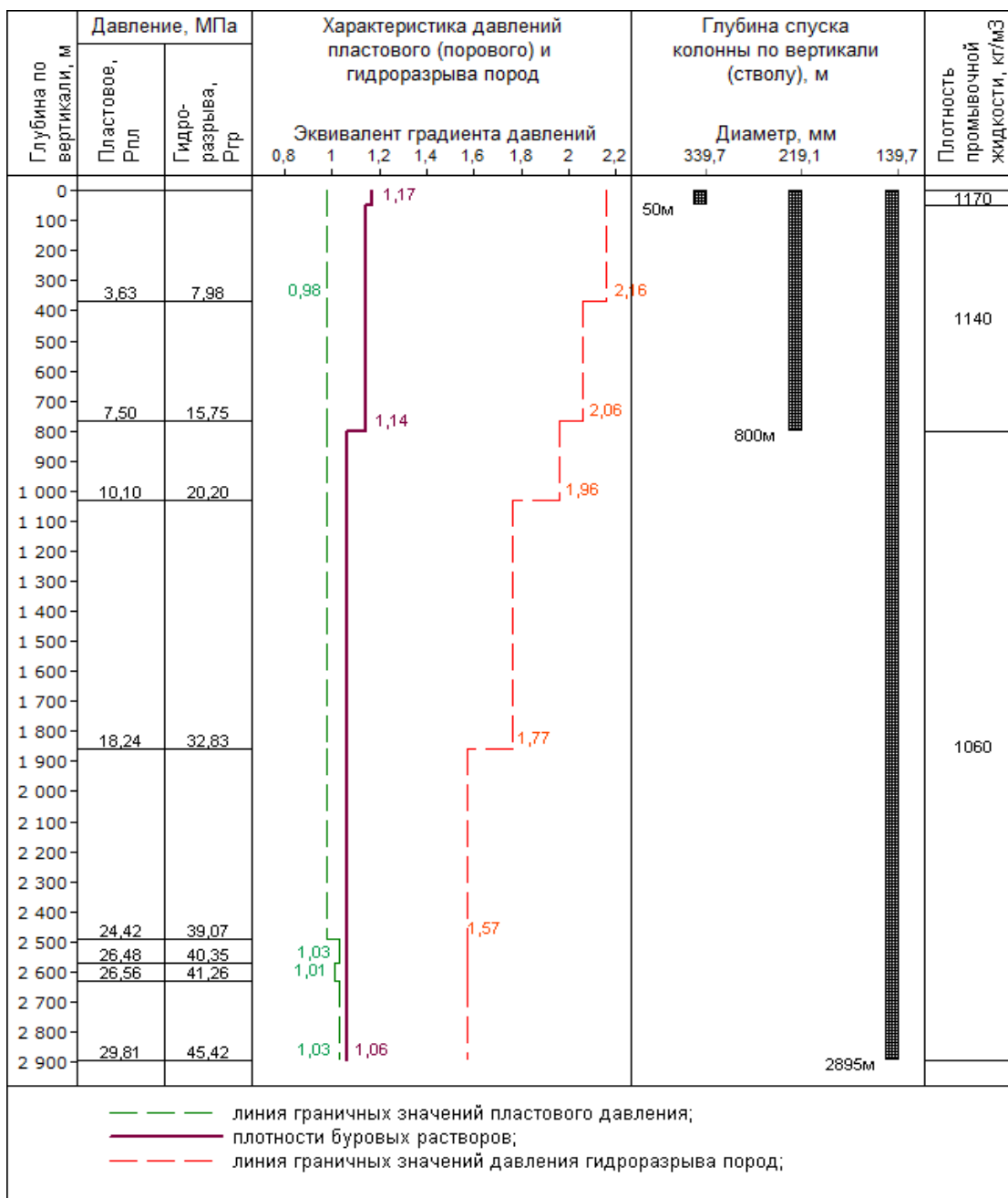


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

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.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 50 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 40 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 800 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-800 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2895 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2630-2875 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 25 м.

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	50	50
Кондуктор	800	800
Эксплуатационная колонна	2895	2895

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление: интервал цементирования 0-50 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0-800 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 650-2895 м.
(Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх.

1 Диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{эк.н}}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q = 100 \text{ м}^3/\text{сутки}$:

$$D_{\text{эк.н}} = 139 \text{ мм.}$$

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

Расчетный диаметр долота $D_{\text{эк.д.расч}}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{эк.д.расч}} \geq D_{\text{эк.м}} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{\text{эк.м}} = 1537 \text{ мм}$, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 20 \text{ мм}$, разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$$D_{\text{эк.д.расч}} = 173,7 \text{ мм.}$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{\text{эк.д}} = 188,9 \text{ мм}$.

2 Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{к.вн}$ определяется по формуле:

$$\begin{aligned} D_{к.вн} &= D_{эк д} + 10 \text{ мм}, \\ D_{к.вн} &= 198,9 \text{ мм}; \\ D_{к.н} &= 219,1 \text{ мм}; \end{aligned} \quad (2)$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{к.д.расч} = D_{к.м} + \Delta = 244,5 + 25 = 269,5 \text{ мм.}$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{к.д} = 295,3 \text{ мм.}$

3 Диаметр направления выбирается из условия проходимости долота для бурения под кондуктор внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра направления $D_{к вн}$ определяется по формуле:

$$\begin{aligned} D_{н.вн} &= D_{к.д} + 10 \text{ мм}, \\ D_{н.вн} &= 305,3 \text{ мм}; \\ D_{н.н} &= 339,7 \text{ мм}; \end{aligned} \quad (3)$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{н.д.расч} = D_{н.м} + \Delta = 365,1 + 40 = 405,1 \text{ мм.}$$

Выбираем долото RC, диаметр долота $D_{н.д} = 444,5 \text{ мм.}$

Полученные расчеты представим в виде проекта конструкции скважины рисунок 2.

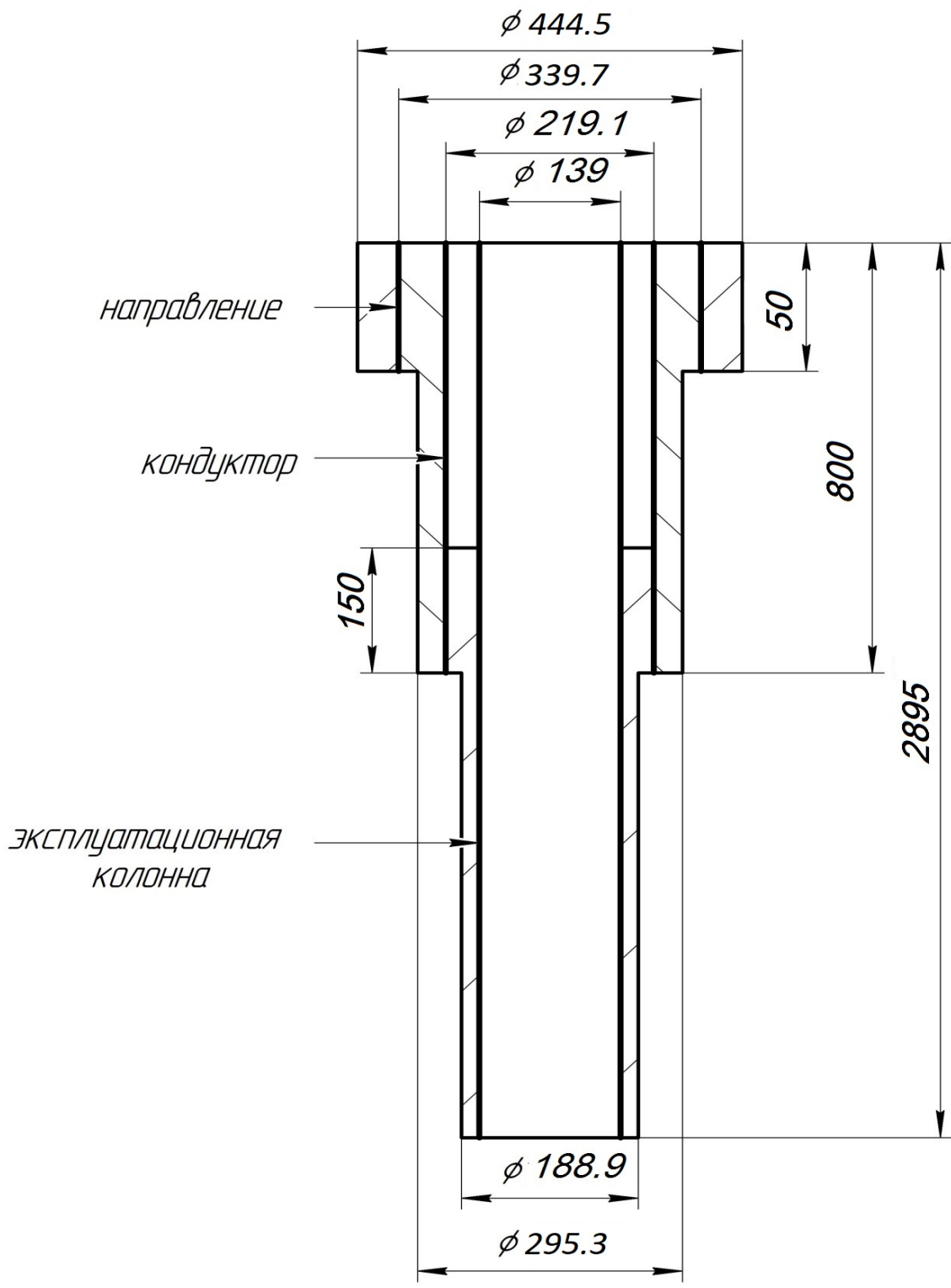


Рисунок 2 - Конструкция скважины

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	50	0	50	339,7	444,5
Кондуктор	0	800	0	800	219,1	295,3
Эксплуатационная колонна	0	2895	650	2895	139	188,9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле.

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (4)$$

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

ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м³;

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

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

$$P_{му} = 8,2 \text{ Мпа}$$

1 Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-21-140x219**.

2 ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению: **ОП5-230/80x35**.

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.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-800	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
800-2895	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC 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 11.

Таблица 11 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-800	800-2895
Шифр долота		444,5GRD311	295,3 BT 419 CP	188.9B613MTBX
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		444.5	295.3	188.9
Тип горных пород		M	M,MC	C
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117
	API			
Длина, м		0.65	0,39	0,25
Масса, кг		235	75	45
G, тс	Рекомендуемая	10,4	2	6
	Предельная	3	10	8
n, об/мин	Рекомендуемая	92	120-140	180-200
	Предельная	200	440	200

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 444,5 мм, 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.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 295,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При

использование шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 188,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет.

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

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

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 12.

Таблица 12 - Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-800	800-2895
Исходные данные			
α	1	1	1
$R_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	500-1000	1000-1500
$D_{д}, \text{см}$	44,45	29,53	18,89
η	1	-	-
$\delta, \text{см}$	1,5	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,2	5	80
$G_{пред}, \text{кН}$	310	100	80
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	8,3	49,8	22
$G_2, \text{кН}$	88,9	148	29
$G_3, \text{кН}$	248	90	63
$G_{проект}, \text{кН}$	240-250	80-90	60-70

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения представлен в таблице 13.

Таблица 13 - Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-800	800-2895
Исходные данные			
$V_{л}, м/с$	2,8	2	1,8
$D_{д}$	м	0,4445	0,2953
	мм	444,5	295,3
$\tau, мс$	6	-	-
z	28	-	-
α	0,9	-	-
Результаты проектирования			
$n_1, об/мин$	121	84	180
$n_2, об/мин$	23	-	-
$n_3, об/мин$	716	-	-
$n_{проект}, об/мин$	130	80-90	180-200

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.

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 14.

Таблица 14 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-800	800-2895
Исходные данные				
D _д	м	-	0,2953	0,1889
	мм	-	295,3	188,9
G _{ос} , кН		-	100	60
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	216	166
M _р , Н*м		-	3,8	1,38
M _о , Н*м		-	147,5	94,5
M _{уд} , Н*м/кН		-	36,9	22,82

Для интервала бурения 50-800 м (интервал бурения под кондуктор), из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-210.7/8.49, 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 800-2895 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-210.7/8.49	50-800	178	9,507	1825	19-57	48-115	12,5-21,5	48-226
ДГР-165.7/8.49	800-2895	127	8,652	1005	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор 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 и отбора керна приведены в таблицах 16-19.

Таблица 16 – КНБК для бурения секции под направления (0-50м)

№	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 (0-50м)							
1	Долото 444,5GRD311	0,50	444,5	-			0,235
					3-152	Ниппель	
2	Переводник M152xM152	0,44	203	100	3-152	Муфта	1,03
					3-152	Муфта	
3	УБТ УБТ209,5x76,2 Д	12	209,5	76,2	3-152	Ниппель	3,85
					3-152	Муфта	
4	Переводник П 3-152/133	0,28	203	80	3-152	Ниппель	4,45
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	5,63
					3-133	Муфта	

Таблица 17 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-800м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50-800м)							
1	Долото БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,39	295,3	-			0,075
					3-152	Ниппель	
2	ВЗД ДГР- 210.7/8.49	9,5	210	-	3-152	Муфта	1,9
					3-152	Муфта	
3	Клапан обратный КО-210	0,64	203	67	3-152	Ниппель	1,99
					3-152	Муфта	
4	Переводник П 3-152/163	0,52	203	89	3-152	Ниппель	2,09
					3-163	Муфта	
5	УБТ УБТ 203,2x76,2 Д	29	203	76	3-163	Ниппель	8,34
					3-163	Муфта	
6	Переводник П 3-133/163	0,70	203	100	3-163	Ниппель	8,49
					3-133	Муфта	
7	УБТ УБТ 178x80 Д	8	178	80	3-133	Ниппель	9,79
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВ 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	33,91
					3-133	Муфта	

Таблица 18 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800-2895м)

№	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 эксплуатационную колонну (800-2895м)							
1	Долото PDC 188,9 B613MTBX	0,25	188,9	-	3-117	Ниппель	0,045
2	ВЗД ДГР-165.7/8.49	8,65	165	-	3-117	Ниппель	1,195
					3-133	Муфта	
3	Клапан обратный КО-165	0,59	165	66	3-133	Ниппель	1,26
					3-133	Муфта	
4	Переводник П 3-121/133	0,4	162	80	3-133	Ниппель	1,32
					3-121	Муфта	
5	УБТ УБТ 146х68 Д	48	146	68	3-121	Ниппель	6,26
					3-121	Муфта	
6	Переводник П 3-122/121	0,50	146	64	3-122	Ниппель	6,3
					3-121	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 114х10 е	До устья	114	107	3-122	Ниппель	88,28
					3-122	Муфта	

Таблица 19 – КНБК для отбора керна (2625-2895м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр , мм	Внут. диаметр , мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2625-2880м)							
1	Бурголовка PDC 188,9/80 B613C9	0,20	188,9	-			0.012
					3-150	Муфта	
2	Керноотборный снаряд СК-136/80 ТРИАС	12	136	80	3-150	Ниппель	2.32
					3-152	Муфта	
3	Переводник П 3 133x152	0,41	133,3	85	3-152	Ниппель	2,40
					3-133	Муфта	
4	УБТ УБТ 133.3x80 Д	12	133	80	3-133	Ниппель	3,48
					3-133	Муфта	
5	Переводник П 3 112x117	0,31	122	70	3-133	Ниппель	3,50
					3-102	Муфта	
6	БТ ТБВ 89x9 Е	2855	89	72	3-102	Ниппель	56,0
					3-102	Муфта	

2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

- Интервал бурения 0-50м под направления - бентонитовый буровой раствор.

- Интервал бурения 50-800м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор.

- Интервал бурения 800-2530м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор.

- Интервал бурения 2530-2895 под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта - KCL/полимерный (биополимерный) буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 20. В таблице 21 представлен компонентный состав бурового раствора.

Таблица 20 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	50	1,16	40	-	-	-	-	-	< 2
Полимерглинистый	50	800	1,14	35	18	80	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	800	2530	1,06	30	16	70	20-60	10	9	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2530	2895	1,07	40	10	60	30-40	< 6	8	< 0,5

Таблица 21 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	50	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода
Полимерглинистый	50	800	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
Полимерглинистый	800	2530	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2530	2895	Техническая вода, каустическая сода, ксантановая камедь, КСЛ, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении 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 приложении Д.

2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- 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 приложениях Е - И.

2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию газаносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2615-2650 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируются интервалы отбора керна следующие:

- интервал отбора керна 2625-2880 м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения трех запланируемых интервалов. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 80мм, а также с использованием керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ-188,9/80 В 613 С9	188,9	80	3-155	12

Таблица 23 – 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	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (3)	80	14835	3-155	3-155	2300

Таблица 24 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип кернотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2610-2655	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	60-120	18-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1. Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Минимальное забойное давление $P_{\text{кэз}}$ для нефтяных скважин принимается равным 0,698 Мпа.

Плотность буферной жидкости $\rho_{буф} = 1100$ кг/м³. (Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000.)

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн} = 1800$ кг/м³.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл} = 1800$ кг/м³.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 2895$ м.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 650$ м.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 265$ м, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана $h_{см} = 10$ м.

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.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (5)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);

3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за

колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 3 и 4

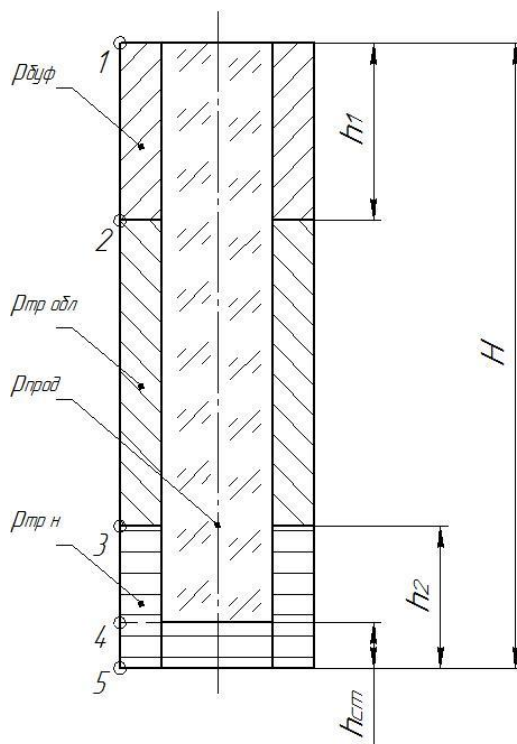


Рисунок 3 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

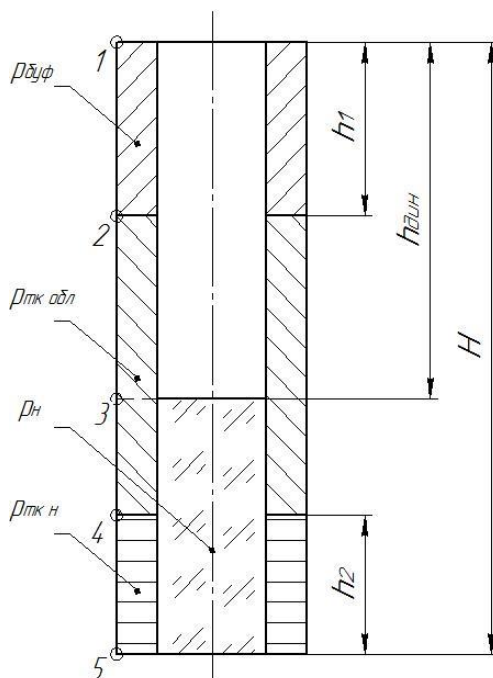


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 25 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 5.

Таблица 25 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа
1	0	0	1	0	0
2	650	0,6377	2	650	7,0142
3	2630	10,35	3	1930	21,141
4	2885	12,351	4	2630	24,073
5	2895	12,351	5	2895	25,768

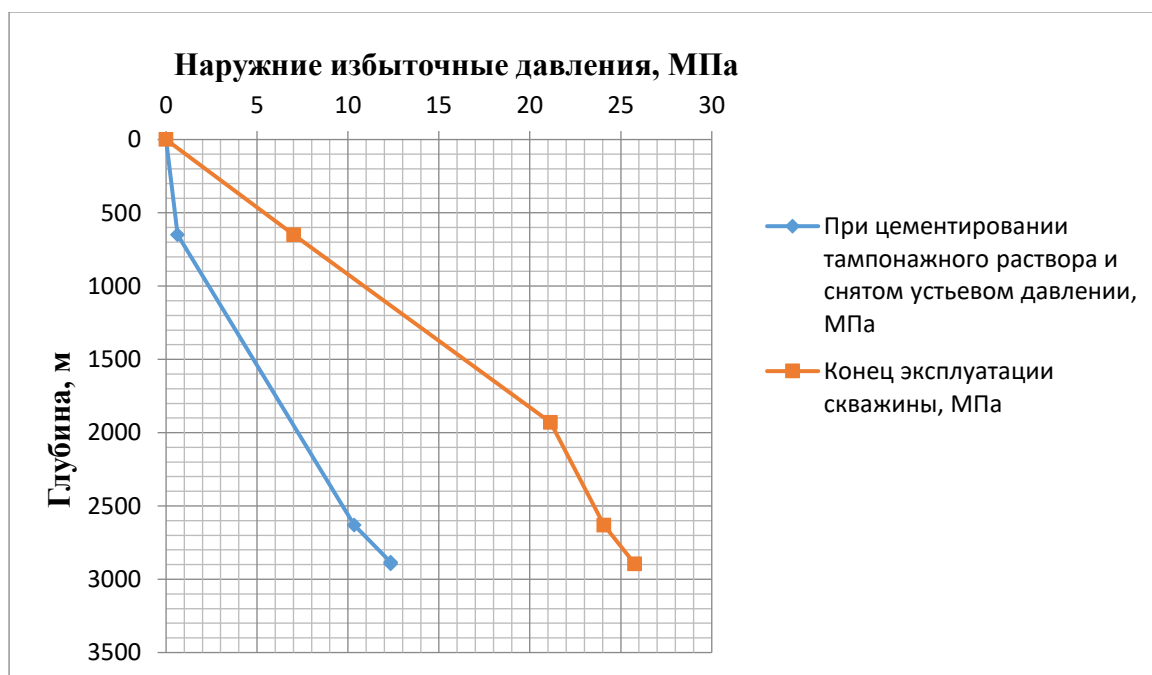


Рисунок 5 - Эпюра наружных избыточных давлений

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.

$$P_{ви} = P_в - P_н, \quad (6)$$

где $P_в$ – внутреннее давление, МПа;

$P_н$ – наружное давление, МПа.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 6.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 7.

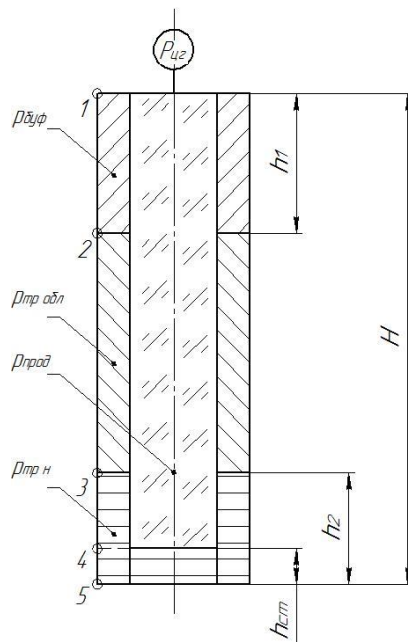


Рисунок 6 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

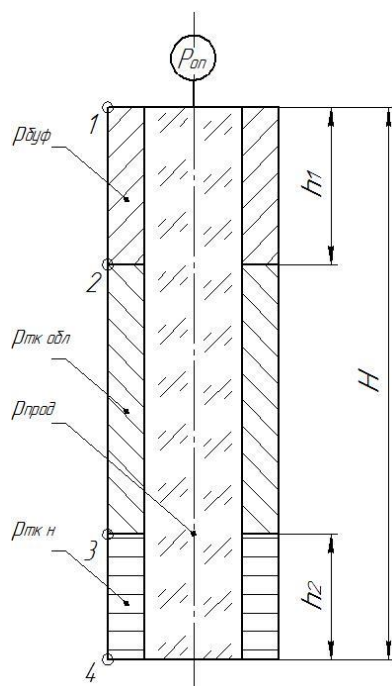


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 26 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 8.

Таблица 26 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа
1	0	21,941	1	0	12,5
2	650	21,303	2	650	11,862
3	2370	11,591	3	2720	9,324
4	2630	9,59	4	2985	8,4141
5	2885	9,59			

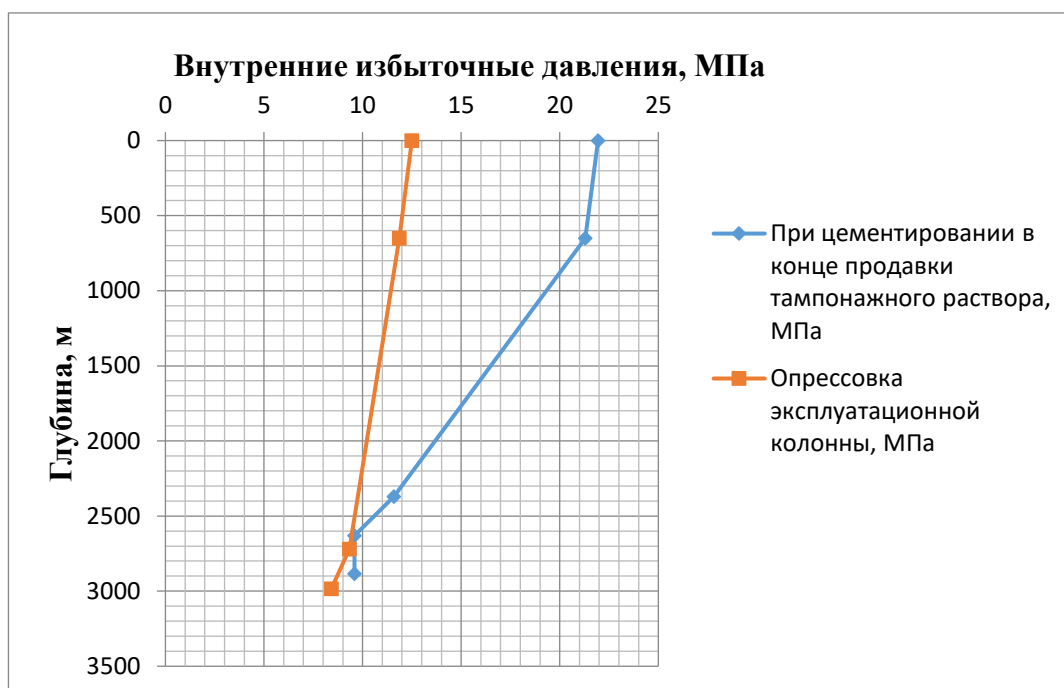


Рисунок 8 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.4. Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относится группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для газовых скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТГ.

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 27.

Таблица 27 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочнос-ти	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммар-ный	
1	Д	8,5	315	30,1	9481	9481	2895-2580
2	Д	7,7	380	25,5	9690	19171	2580-2200
3	Д	7	900	23,3	20970	40141	2200-1300
4	Д	6,2	1300	20,8	27040	67181	1300-0

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:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (7)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 40,8$ МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0.2$ МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 50,44$ МПа.

Производим сравнения давлений по формуле 7:

$$40,8 \text{ МПа} \leq 50,54 \text{ МПа.}$$

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

2.4.2.2. Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Объём буферной и продавочной жидкости.

Наименование жидкости		Расчётный объём, м³
Объем буферной жидкости		20,3
Объём тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	38,55
	Тампонажный раствор нормальной плотности	5,35
Объём продавочной жидкости		36,15

2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов буферной 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.

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 29.

Таблица 29 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонентов, кг / количества мешков, шт	Наименование цемента	Масса цемента, т / количества мешков, шт
Буферная	4	1100	20	МБП-СМ	280 / 12	-	-
	16			МБП-МВ	240 / 10	-	-
Облегченный тампонажный раствор	38,55	1500	34,2	НТФ	15,8 / 1	ПЦТ-Ш-Об(4)-100	28,6 / 29
Тампонажный раствор нормальной плотности	5,35	1900	3,05	НТФ	2,19 / 1	ПЦТ - Ш - УТ (0-3) - 50	7 / 7

2.4.4. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8,$$

(8)

где $P_{це}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 21,94 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 27,4 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320. Технические характеристики насоса 9Т агрегата ЦА-320 приведены в таблице 30.

Таблица 30 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр штулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

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

$$m = G_{\text{сyx}} / G_{\text{б}}, \quad (9)$$

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

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

3 Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 2 машины ЦА - 320.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 9.

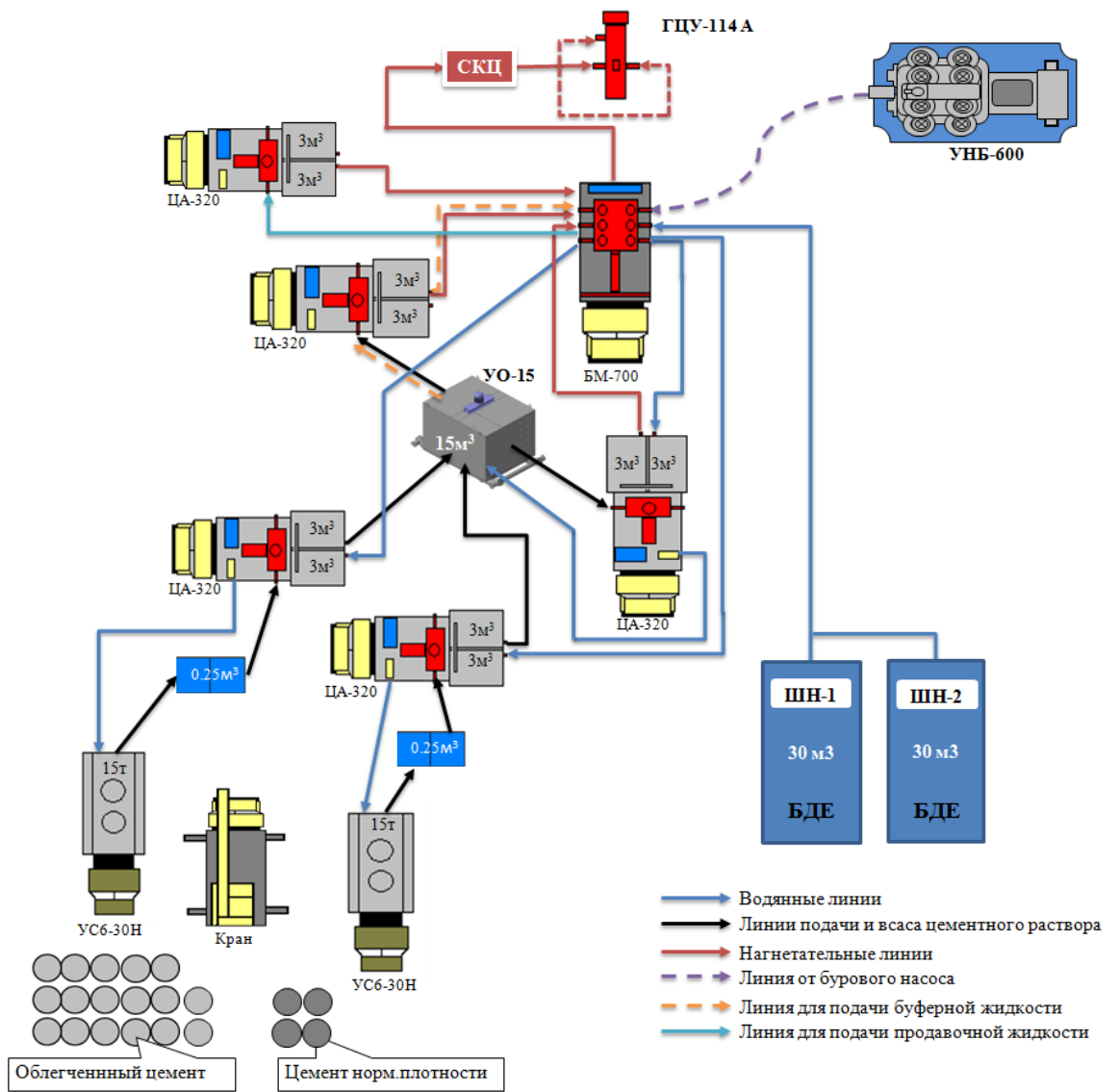


Рисунок 9 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 31.

Таблица 31 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементиру- вочная головка
Направление, D _{усл} =339,7мм	БКМ- 339,7 ОТТГ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D _{усл} =219мм	БКМ- 219 ОТТГ	ЦКОДМ - 219 ОТТГ	ПРП-Ц -219	ЦЦ-219/270 (16)	ГУЦ-219
Экспл. колонна, D _{усл} =140мм	БКМ- 140 ОТТГ	ЦКОДМ- 140 ОТТГ	ПРП-Ц -140	ЦЦ-140/146 (52)	ГЦУ-140 А

2.4.4. Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.4.1. Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор ПКО – 89 АТ. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 245 м, гл.2630-2875 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКО – 89 АТ представлены в таблице 34.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором ПКО – 89 АТ потребуется одна спуско-подъемная операция перфорационного комплекса в составе из трех секций по 5 м и одну спуско-подъемную операцию перфорационного комплекса в составе из 3 секций 5 м.

Таблица 32 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКО – 89 АТ

Технические характеристики	ПКО - 89 АТ
Наружный диаметр, мм	89
Фазировка, ° *	60
Плотность перфорации, отв./м **	10, 20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа ***	80/103,5 130
Максимально допустимая температура, °С	150/200
Длина корпусов, м****	1/2/3/4/5/6

2.4.4.2. Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-80 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 33.

Таблица 33 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

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

2.4.4.3. Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.

Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 34.

Таблица 34 - Состав комплекса и технические характеристики

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	

Продолжение таблицы 34

Лубрикатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Кран шаровый КШН-73x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80x21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубков-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80	
Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80	
Фланец трубордержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80	

Скважинное оборудование для свабиворонения КС-62

Состав оборудования свабиворонения и технические характеристики

представлены в таблице 35.

Таблица 35 - Состав оборудования свабиворонения и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный 60 мм	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба	
Диаметр наружный манжеты, мм	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

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 :

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (10)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (11)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (12)$$

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:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (13)$$

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 БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки предствалены в таблице

36.

Таблица 36 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	89,98	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	2,2
Максимальный вес обсадной колонны	67,18	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	2,97
веса колонны при ликвидации прихвата	106,5	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,8

3. Двигатель с регулируемым углом (ВЗД)

Для добычи нефти и/или газа либо для проведения капитального ремонта скважин используют винтовой забойный двигатель (ВЗД), обладающий необходимым крутящим моментом и способный осуществлять бурение в различных направлениях в зависимости от типа используемой конструкции. Такой выбор обусловлен необходимостью разрушения горных пород с высокой эффективностью и достаточной скоростью. Использование в конструкции эластичных, но прочных зубьев статора позволяют достичь высокой жёсткости на изгиб, а также существенно сократить утечки жидкости при её прокачке.

3.1 Конструкция ВЗД

Винтовой забойный двигатель представляет собой симметричный роторный агрегат с применением зубчатого косоугольного зацепления, приводимый в действие за счёт давления подаваемой жидкости.

Конструктивно состоит из:

1. Двигательного узла.
2. Рабочей части.

Двигательный узел

Двигательная секция ВЗД - основной силовой компонент двигателя и поэтому определяет его основные технические характеристики, такие как

мощность, крутящий момент, КПД и частота вращения ротора. Состоит из роторного механизма в виде корпуса (статора), внутри которого закреплена эластомерная вставка с винтовой поверхностью, за которую зацепляется ротор и затем под давлением подаваемой жидкости начинает вращаться.

Эластичная оболочка позволяет разделить две полости камер с высоким градиентом давления. Она изготавливается из износостойкой резины, которая пластична, но в то же время способна выдерживать значительные силы трения при попадании абразивных частиц на её поверхность.

Ротор имеет конструкцию похожую на сверло, но с высокопрочным износостойким покрытием, так как предназначен для передачи крутящего момента. Его изготавливают из высокопрочной легированной стали.

Количество зубьев у него меньше на одну единицу, чем у статора. Двигательный узел выполняют с определённым натяжением зубчатого зацепления, который зависит от параметров рабочей жидкости, свойств эластомера, температуры эксплуатации, а также других характеристик. От того, насколько точно они будут подобраны зависит прочность двигателя в целом и его ресурс работы.

На ресурс работы рабочей пары влияют следующие факторы:

1. Присутствие в рабочей жидкости абразивных твёрдых частиц и дополнительных примесей.
2. Использование в составе жидкости веществ, которые разъедают эластомер или изменяют его механические свойства. К ним относятся: соли, жидкость с высоким содержанием нефтепродуктов, хлориды, кислоты и соли.
3. Превышение допустимых норм по температурным условиям в точке забоя, которые могут влиять на эластомер.
4. Недостаточный прогрев рабочей пары при старте двигателя.
5. Использование неправильного натяжения статор-ротор.

Рабочие органы ВЗД

Винтовой забойный двигатель состоит из следующих рабочих органов:

- шпиндельного узла;
- регулятора угла.

Шпиндельный узел является вторым по важности конструктивным элементом двигателя. Он предназначен для передачи крутящего момента от рабочей пары рабочему инструменту для разрушения плотных пород грунта. При этом он способен выносить значительные осевые нагрузки, вызванные не только необходимостью передачи крутящего момента, а и силу трения о стенки креплений при угловом или горизонтальном бурении.

Шпиндельный узел представляет собой корпус с двумя опорами (радиальной и осевой), на которых закреплён вал. Вращение ротора передаёт крутящий момент посредством торсиона или карданного вала на вал шпиндельного узла, который начинает вращаться и передавать момент уже рабочей части.

Данный узел может быть выполнен в двух конструктивных исполнениях:

1. Открытом, когда рабочие узлы смазываются рабочей жидкостью.
2. Закрытом или герметизированном. Все рабочие элементы находятся в масляной ванне под давлением до 20 атм., которое выбирается таким, чтобы значительно превышало давление окружающей их среды.

Бурение винтовыми забойными двигателями под углом может быть осуществлено только при помощи регулятора угла. Он представляет собой сложный механизм, который состоит из верхнего и нижнего переводников, сердечника и зубчатой муфты.

Регулятора угла

Изобретение относится к устройствам для бурения наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин, а именно к регуляторам угла перекоса забойных двигателей. 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, несоосные 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 искривленной резьбовой частью полого кривого вала. Повышается точность установки углов перекоса, упрощается вычисление углов перекоса регулятора, а также обеспечивается повышение точности проводки наклонно-направленных скважин. Использование регулятора угла обеспечивает

возможность оперативного изменения угла перекоса осей отклонителя на устье скважины и исключает необходимость иметь на буровой несколько отклонителей с различными углами перекоса.

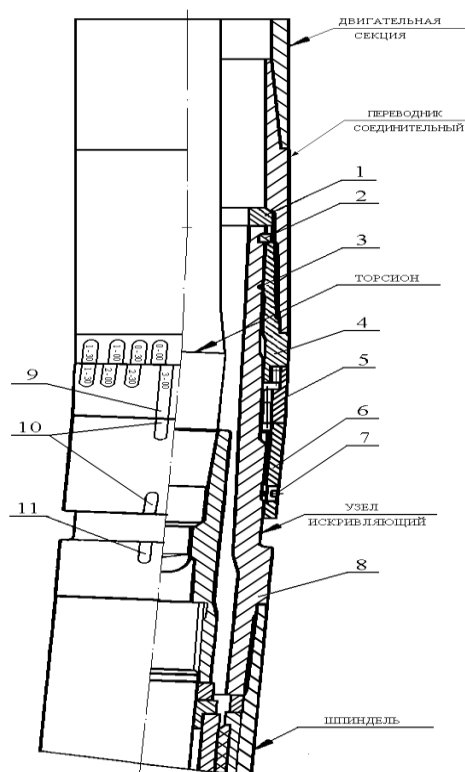


Рисунок 10 – конструкция угла перекоса

1-диск, 2-полукольцо, 3-уплотнительное резиновое кольцо, 4-переводник, 5-зубчатый венец, 6-поджимная гайка, 7-стопорная пробка, 8-сердечник, 9-метки на зубчатом венце, 10-метки на гайке, 11-метки на сердечнике

Зубчатая муфта

Зубчатая муфта — жёсткая подвижная компенсирующая муфта, которая состоит из полумуфт с внешними зубчатыми венцами, и разъёмной обоймы с двумя внутренними зубчатыми венцами. Эти устройства предназначены для передачи крутящего момента между двумя валами, оси которых не являются коллинеарными. Иными словами, зубчатая муфта обеспечивает компенсацию осевого, радиального и углового смещения валов. Это достигается за счёт того, что её зубчатое зацепление изготавливают с гарантированным боковым зазором и с возможностью свободного осевого

смещения сопряжённых зубьев, а сами зубья имеют бочкоподобную форму со сферической внешней поверхностью. Компенсация отклонений от соосности валов сопровождается проскальзыванием зубьев.

Зубчатые муфты способны передавать большой крутящий момент на единицу объёма муфты.

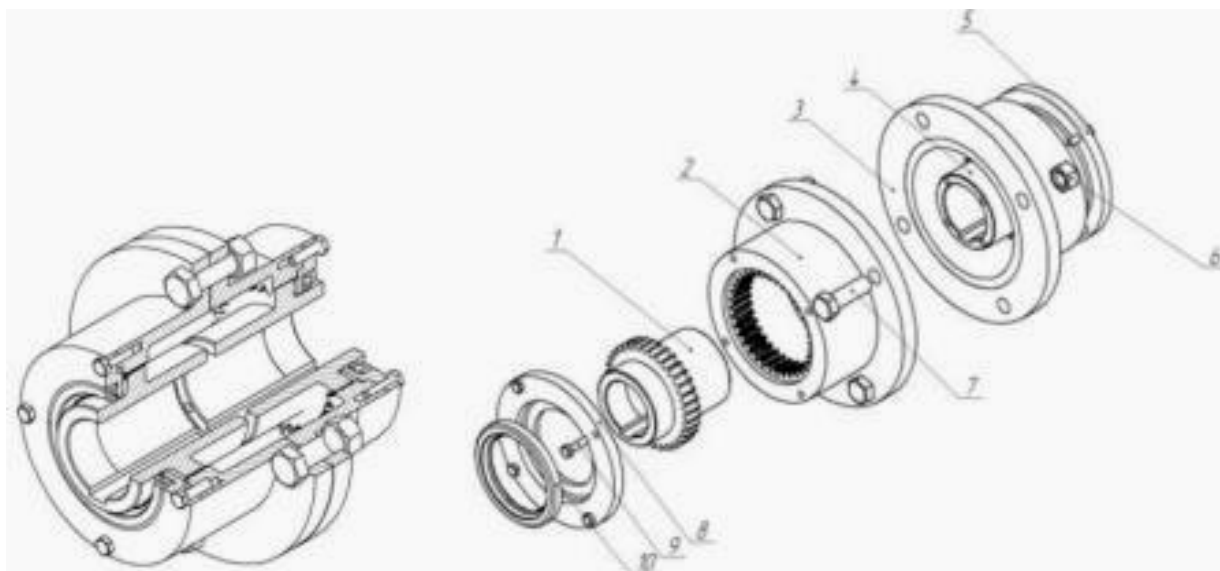


Рисунок 5-Устройство зубчатых муфт

Зубчатая муфта состоит (рис.5) из зубчатых 1 и 4 полу-муфт, зубья у них расположены с внешней стороны. Двух зубчатых обойм 2 и 3 с зубьями, расположенными с внутренней стороны.

Крепятся они друг к другу болтовым соединением 7 и 6. К обойме прикручиваются болтами 9 прижимная крышка 5 и 8 с сальниками 10.

Она состоит из четырех основных составных частей, двух зубчатых втулок и двух зубчатых обойм. Зубчатые втулки одеваются на соединяемые валы, а зубчатая обойма соединяет их посредством болтов.

3.2. Алгоритм смены угла перекоса

Установка требуемого угла искривления двигателя. Предварительно определить тип регулятора угла. Для этого четко определить стыки: переводник верхний – муфта зубчатая - переводник нижний. Обратить

внимание на расположение «пятки» — выступающего участка, армированного зубками.

1.1 Установить механические ключи на переводники регулятора угла нижний и верхний в зоны захвата.

ВНИМАНИЕ! Установка ключей в других местах не допускается.

1.2 Раскрепить, а затем отвернуть верхний переводник регулятора угла до появления зазора 15...20 мм в стыке между зубчатой муфтой и верхним переводником регулятора угла.

ВНИМАНИЕ! В процессе отворота зубчатая муфта и нижний переводник регулятора угла должны оставаться в зацеплении.

Запрещается производить раскрепление переводников регулятора угла на двигателе путём вращения стола ротора буровой установки. Перед раскреплением убедиться, что стол ротора буровой установки не застопорен.

Несоблюдение данных требований может привести к раскреплению резьбовых соединений корпусных деталей ниже регулятора угла и созданию аварийной ситуации в скважине.

Момент раскрепления может быть, как больше, так и меньше фактического момента крепления при предыдущем переключении регулятора угла и не может являться критерием правильности выполнения указаний настоящего Руководства в связи с изменением коэффициента трения в резьбовом соединении в течении времени при хранении или эксплуатации.

1.3 Поднять зубчатую муфту вверх до выхода из зацепления с зубьями нижнего переводника регулятора угла.

1.4 Удерживая зубчатую муфту в верхнем положении, повернуть её с помощью цепного ключа или универсального механического ключа относительно нижнего переводника регулятора угла минимальным смещением, до совпадения одинаковых значений меток требуемого угла. При

этом, при переустановке угла с меньшего на больший муфту вращать на заворот, а при переустановке угла с большего на меньший – на отворот (против направления).

ВНИМАНИЕ! Не допускается проворачивать метку 0°00' зубчатой муфты за метку 0°00' нижнего переводника регулятора угла при вращении в направлении противоположном.

1.5 Опустить зубчатую муфту вниз и ввести ее в зацепление с зубьями нижнего переводника регулятора угла.

1.6 Смазать сопрягаемые торцы верхнего переводника регулятора угла и зубчатой муфты резьбовой смазкой, предварительно очистив торцы от промывочной жидкости.

1.7 Установить механические ключи на переводники регулятора угла нижний и верхний в зоны захвата.

ВНИМАНИЕ! Установка ключей в других местах не допускается.

1.8 Завернуть, а затем затянуть на момент.

ВНИМАНИЕ! В процессе заворота зубчатая муфта и нижний переводник регулятора угла должны оставаться в зацеплении.

Запрещается производить затяжку переводников регулятора угла на двигателе путём вращения стола ротора буровой установки. Перед затяжкой убедиться, что стол ротора буровой установки не застопорен.

Несоблюдение данных требований может привести к раскреплению резьбовых соединений корпусных деталей ниже регулятора угла и созданию аварийной ситуации в скважине.

Несоблюдение указанного момента крепления верхнего переводника регулятора угла может привести к раскреплению регулятора во время работы и созданию аварийной ситуации в скважине.

1.9 Совпадающие метки указывают величину угла искривления двигателя. Плоскость искривления регулятора угла проходит через совпадающие метки

3.3 Сравнение ВЗД на примере ДГР-172

Для сравнения я взял три ВЗД от разных производителей (таблица), это РИНАКО, ВНИИБТ и Радиус Сервис. Все эти три компании предоставляю ВЗД для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин. Почему я взял именно ВЗД 172 (6 ¾") диаметра, потому что они очень обширно применяются в бурении.

Таблица 37 – Характеристики ВЗД.

Характеристики Забойных двигателей	Показатели от производителей		
	РИНАКО ДГР-172 (6 ¾")	ВНИИБТ ДГР-172.7/8.56	Радиус Сервис ДРУ1-172РС(6 ¾")
Расход промывочной жидкости	32..38	19...38	19...38
Вращение вала на холостом режиме, об/мин	130...178	84...168	90...180
Вращение вала при максимальной мощности, об/мин	120...185	65...179	40...140
Момент силы при макс. мощности, кг/м	16,3	10...15,5	10,5
Перепад давления при макс. мощности, атм	79	89	68
Мощность, кВт	380	63...211	67...160
Допустимая осевая нагрузка, кг	18000	30000	25000
Длина двигателя, мм	7655	8614	7710
Длина двигательной секции, мм	4650	5100	4000
Диапазон углов искривления, градус	0-2(0-3)	0-2(0-3)	0-2(0-3)
Присоединительная резьба к долоту	3-117	3-117	Муфта 3-117 или ниппель 3-177 + наддолотный переводник
Присоединительная резьба к бурильному инструменту	3-137 3-147	3-147	3-133 3-147

В ходе сравнений ВЗД, пришел к выводу что от РИНАКО лучше, чем два остальных. Так же ВЗД этой фирмы менее дешевле чем два других аналогично это приводит к экономии, из показателей я полагался на момент силы при максимальных нагрузках, а также на вращения вала при максимальной мощности.

Вывод

В ходе работы я сделал вывод что ВЗД на сегодняшний день это самые эффективные винтовые забойные двигатели которые применяются в бурение.

Они имеют ряд характеристик:

1. Нарботка на двигательную секцию 700-800 часов без перезаливки резины.
2. Межремонтный период: 150 часов.
3. Изготовление статоров из холоднодеформированных трубных заготовок позволяет значительно повысить надежность двигателей при бурении в сложных геологических условиях.
4. Заливка статоров производится на высокотехнологичном оборудовании с применением передовых технологий, обеспечивающих работу в растворах с содержанием нефтепродуктов до 10% и при температуре до 100°C.
5. Использование резиновых смесей ведущих производителей с высокими физико-механическими свойствами.
6. Использование высоконадежных твердосплавных радиальных опор и осевых подшипников.
7. Противоаварийный узел предотвращает падение ротора на забой скважины.
8. Двигатели комплектуются узлами регулировки угла перекоса в вариантах установки – 0...2° и 0...3°, позволяющих вести проводку наклонно-направленных и горизонтальных скважин.
9. Комплектование двигателей фильтрами, переливными и обратными клапанами.
10. Использование надежных клеевых составов для фиксации резьбовых соединений.
11. Изготовление роторов с хромированным и карбид вольфрамовым покрытиями.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Б	Митюкову Алексею Сергеевичу

Институт	Природных ресурсов	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»/«Бурение нефтяных и газовых скважин»
Уровень образования	бакалавриат		

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

<i>1. 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>
<i>2. 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>
<i>3. 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:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Е.М.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Митюков А.С.		

4. ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Основные направления деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз»

ООО «РН-Юганскнефтегаз» - крупнейшее нефтегазодобывающее предприятие государственной нефтяной компании «Роснефть». Общество является самостоятельным хозяйственным органом, который разрабатывает план своей деятельности и определяет перспективы развития, повышения личных доходов его работников, самостоятельно осуществляет прием и увеличение работающих, занимается вопросами материально-технического снабжения, нормирует и учитывает затраты. На предприятии особое внимание уделяется сокращению энергозатрат на извлечение нефти. Активно внедряются передовые технологии, устанавливается современное оборудование, начата реализация проекта «Энергоэффективное месторождение», что обеспечит четкий контроль за энергопотреблением.

Одна из главных задач ООО «РН-Юганскнефтегаз» – максимально быстро реагировать на все изменения рынка. Мы внедряем современные методы управления бизнесом, стремимся к повышению его конкурентоспособности и укреплению деловой репутации, создавая новые продукты и идеи, развивая дополнительные сервисы, которые нужны нашим клиентам.

ООО «РН-Юганскнефтегаз» – одно из крупнейших нефтедобывающих предприятий России. Крупнейшее в составе ПАО «НК «Роснефть». История предприятия началась в 1961 году с открытия легендарного Усть-Балыкского нефтяного месторождения, разработка которого начата с 1964 года. Общество ведёт работу на территории Нефтеюганска, Пыть-Яха, Нефтеюганского, Сургутского и Ханты-Мансийского районов ХМАО-Югры. Запасы по международной классификации (доказанные, вероятные, возможные) составляют 2,6 млрд тонн, что обеспечит добычу углеводородов минимум на 30 лет, в то время когда средний показатель по отрасли составляет 17 лет.

4.1.1 Организационная структура управления предприятием

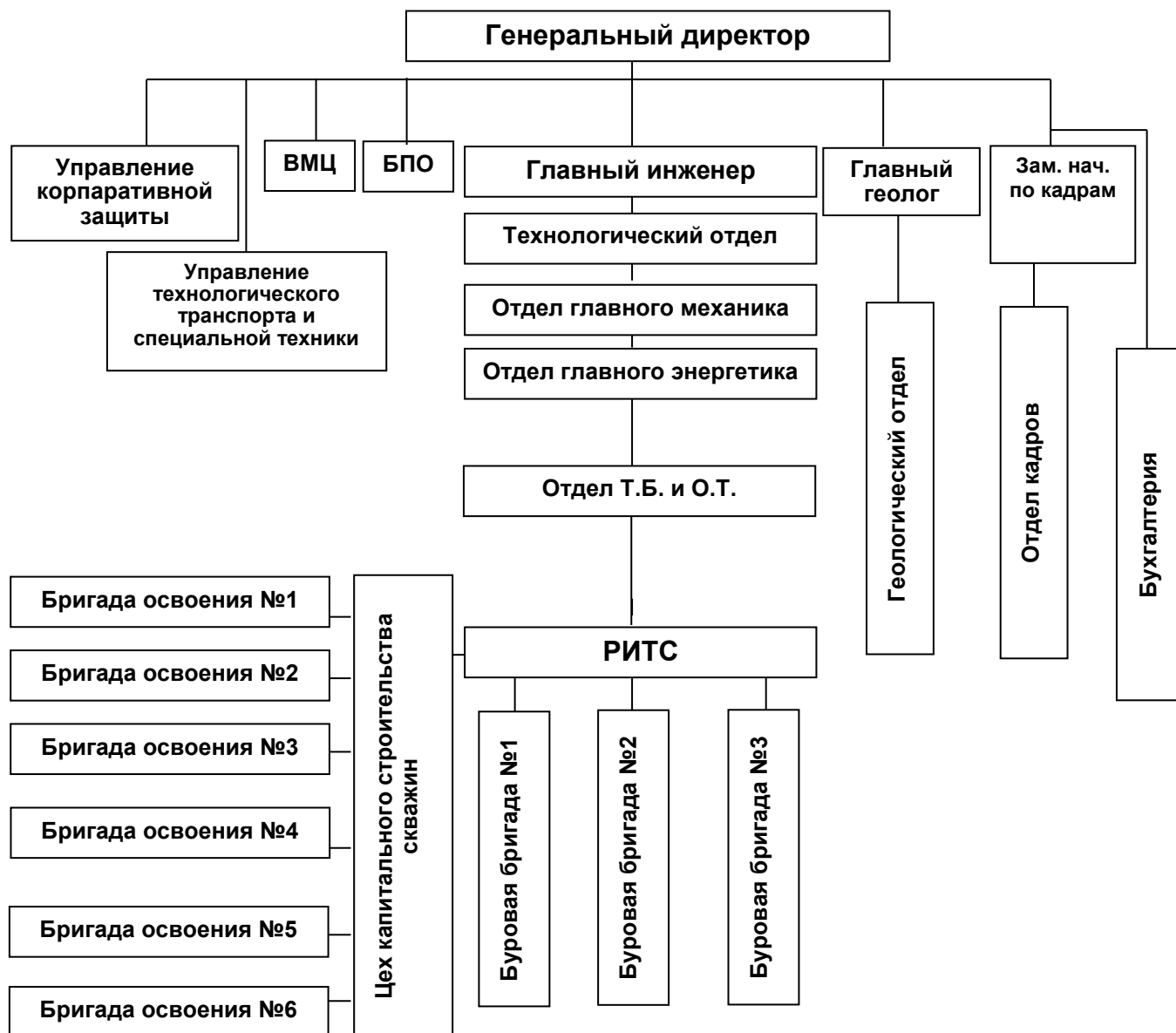


Рисунок 1 – Организационная структура ООО «РН-Юганскнефтегаз»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

Таблица 1 Исходные данные для расчета нормативной карты.

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	2900
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 339,7 мм на глубину 50 м
- кондуктор	d 219,1 мм на глубину 800 м
- эксплуатационная	d 139 мм на глубину 2900 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевой системы	4'5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950 2шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-50м	65,60
- в интервале 50-800м	49,20
- в интервале 800-2900м	28,80
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	209.5– 12м, 203.2-29м, 178-8м, 146-48м,

	133.3-12м.
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50-800 м	ДГР-210.7/8.49
- в интервале 800-2900 м	ДГР-165.7/8.49
- при отборе керна	СК-136/80 «ТРИАС»
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
- в интервале 0-50 м	127'10
- в интервале 50-800 м	127'10
- в интервале 800-2900 м	114'10
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-50 м	444,5GRD311
- в интервале 50-710 м	БИТ 295,3 ВТ 419 СР
- в интервале 800-2900 м	БИТ188.9В613МТВХ
- в интервале 2625-2880 м	БИТ-188,9/80 В 613 С9

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 2.

Таблица 2 Нормы механического бурения.

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	50	0,027	450
2	50	800	750	0,027	900
3	800	2850	2000	0,037	1300

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

$$N = T \cdot H, \quad (5.2)$$

Где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 30 \cdot 0,027 = 0,81 \text{ ч.}$$

Таблица 3– Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,027	1,35
750	0,027	20,25
2100	0,037	77,7
Итого		99,3

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

$$n = H / П, \quad (5.3)$$

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

Для направления:

$$n = 30 / 500 = 0,06$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 4.

Таблица 4 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
50	450	0,11
750	900	0,83
2100	1300	1,61
Итого на скважину		2,55

4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

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

ключами.

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

Расчет производится по формуле

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (5.1)$$

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

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-50	444,5	470	11	24	0-50	0,0118	0,59
II	50-800	295,3	820	12	32	50-100	0,0119	0,595
						100-200	0,0130	1,3
						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
ИТОГО								10,81
III	800-2850	188,9	320	12	32	800-900	0,0156	1,56
						900-1000	0,0157	1,57
						1000-1100	0,0163	1,63
						1100-1200	0,0174	1,74
						1200-1300	0,0185	1,85
						1300-1400	0,0187	1,87
						1400-1500	0,0190	1,90
						1500-1600	0,0196	1,96

						1600-1700	0,0207	2,07	
						1700-1800	0,0227	2,27	
						1800-1900	0,0230	2,30	
						1900-2000	0,0237	2,37	
						2000-2100	0,0243	2,43	
						2100-2200	0,0246	2,46	
						2200-2300	0,0249	2,49	
						2300-2400	0,0252	2,52	
						2400-2500	0,0253	2,53	
						2500-2600	0,0255	2,55	
						2600-2700	0,0263	2,63	
						2700-2800	0,0275	2,75	
						2800-2850	0,0287	1,435	
Итого									44,885
Всего									56,285

4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

Кондуктор: 16 минут.

Эксплуатационная колонна: 57 минут.

4.2.4. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -3-4 ч, кондуктора -10 ч, эксплуатационной колонны - 22 ч.

4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

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

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. 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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (5.4)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n -длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м}$$

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

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (5.5)$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 25 = 15 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (5.6)$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 15/24 = 0,62 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0,62 \cdot 2 + 5 = 6,25 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 800 - 10 = 790 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 790 - 25 = 765 \text{ м}$$

$$N = 765/24 = 31,8 \approx 32 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 32 \cdot 2 + 5 = 69 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2850 - 10 = 2840 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2840 - 24 = 2816 \text{ м}$$

$$N = 2816/24 = 117,33 \approx 118 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 118 \cdot 2 + 5 = 241 \text{ мин}$$

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:

$$\Sigma = 6,25 + 69 + 241 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 514,25 \text{ мин} = 8,57 \text{ ч.}$$

4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

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

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

4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

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

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 155,585 часов или 6,48 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $155,585 \times 0,066 = 10,26$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет $155,585 + 10,26 + 25 = 190,845$ ч = 7,95 суток.

Таблица 6 - Нормативная карта наклонно-направленной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	444,5GRD311	470	0,1	0-50	50	0,027	1,35	0,59	1,94
3.3.1.1.1 Итого			0,1		50		1,35	0,59	1,94
Бурение под кондуктор	295,3 ВТ 419 СР	820	0,91	50-800	750	0,027	20,25	10,81	31,06
Итого			1,01		800		21,6	11,4	33
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ188.9В613М ТВХ	320	6,58	800-2850	2050	0,037	77,7	44,885	122,585
Всего			7,59		2850		99,3	56,285	155,585

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление:									
- направления									4,56
- кондуктора									18,0
- эксплуатационная									31,4
Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			16						0,16
- эксплуатационная			57						0,57
ОЗЦ:									
-направление									8,0
-кондуктора									12,0
- эксплуатационной									24,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
-направление									
-кондуктор				40-50					1,06

- эксплуатационной				790-800					2,12
Промывка скважины (1 цикл)				2840-2850					5,42
-направление									
-кондуктор									0,05
- эксплуатационная									0,30
									1,0
Спуск и подъем при ГИС									5,89

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									264,225
Ремонтные работы (3,3 %)									10,26
Общее время на скважину									305,375

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 7:

Таблица 7 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	3
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	2
лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 8.

Линейно-календарный график представлен в таблице. 8.

Условные обозначения к таблице. 8.

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания;

Таблица 8- Линейно-календарный график работ.

Линейно-календарный график работ.											
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Вышкомонтажные работы											
Буровые работы											
Освоение											

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad 155,585 \cdot 1,07 = 166,47 \quad (5.7)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (5.8)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 10,11.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 9.

Таблица 9– Продолжительность бурения и крепления скважины.

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	1,94	2,07	0,08
кондуктор	31,06	33,23	1,38
эксплуатационная колонна	122,585	131,16	5,46
Крепление:			
направление			
кондуктор	4,56	4,87	0,20
эксплуатационная колонна	18,0	19,26	0,80
		33,59	1,39
Итого	209,545	224,18	14,36

Таблица 10 - 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
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,08	11,0552	1,38	190,7022	5,46	754,5174
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,08	1,592	1,38	27,462	5,46	108,654
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,08	2,2136	1,38	38,1846	5,46	151,0782
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,08	0,6032	1,38	10,4052	5,46	41,1684
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,08	20,2288	1,38	348,9468	5,46	1380,616
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,08	2,2808	1,38	39,3438	5,46	155,6646
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,08	0,556	1,38	9,591	5,46	37,947
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,08	105,36	1,38	1817,46	5,46	7190,82
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,38	1177,54	5,46	4658,963

Продолжение таблицы 10.

1	2	3	4	5	6	7	8		
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,08	1,2896	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,38	340,3356	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	5,46	2022,111
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,08	1,8576	1,38	32,0436	5,46	126,7812
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,08	11,1112	1,38	191,6682	5,46	758,3394
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-		
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,08	8,0672	1,38	139,1592	5,46	550,5864
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,08	0,712	1,38	12,282	5,46	48,594
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,08	2,7136	1,38	46,8096	5,46	185,2032

Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,08	8,032	1,38	138,552	5,46	548,184
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,08	13,5432	1,38	233,6202	5,46	924,3234
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,08	1,1936	1,38	20,5896	8,48	81,4632
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Продолжение таблицы 10.

1	2	3	4	5	6	7	8		
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		8266,35		2278,1		10660,45		21242,06	
Затраты зависящие от объема работ									
444,5GRD311	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
295,3 ВТ 419 СР	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
188.9В613МТВХ	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
188,9/80 В 613 С9	1164,9	-	-	-	-	-	-	0,68	792,132
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

Продолжение таблицы 10.

1	2	3	4	5	6	7	8		
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,944		747,883		5979,951		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35		2448,044		11408,33		27222,01		
Всего по сметному расчету, руб	49344,73								

Таблица 11 - 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
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,20	27,638	0,80	110,552	1,39	192,0841
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,20	3,98	0,80	15,92	1,39	27,661
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,20	5,534	0,80	22,136	1,39	38,4613

Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,20	1,508	0,80	6,032	1,39	10,4806
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,20	50,572	0,80	202,288	1,39	351,4754
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,20	5,702	0,80	22,808	1,39	39,6289

Продолжение таблицы 11.

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,20	1,39	0,80	5,56	1,39	9,6605
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,20	263,4	0,80	1053,6	1,39	1830,63
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,20	273,6	0,80	1094,4	1,39	1901,52
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,20	83,88	0,80	335,52	1,39	582,966
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,20	27,778	0,80	111,112	1,39	193,0571
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,20	20,168	0,80	80,672	1,39	140,1676
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,20	1,78	0,80	7,12	1,39	12,371
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,20	20,08	0,80	80,32	1,39	139,556
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,20	33,858	0,80	135,432	1,39	235,3131
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,20	3,68	0,80	14,72	1,39	25,576
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,20	6,784	0,80	27,136	1,39	47,1488
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93

Башмак колонный БК-339,7, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-219, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-140, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-219/270, шт	25,4	-	-	16	76,2	-	-

Продолжение таблицы 11.

Центратор ЦЦ-140/146, шт	18,7	-	-	-	-	58	149,6
ЦКОДМ-219, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-140, шт	105	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПП-219, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-140, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер за колонный ПГП-168	590,9		-	-	-	1	590,9
Головка цементировочная ГЦУ-219	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-140	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		5096,889		7164,028		9588,807	
Обсадные трубы 339,7х9,5, м	37,21	5	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 219х7,9, м	28,53	-	-	90	20028,06	-	-
Обсадные трубы 140х8, м	19,96	-	-	-	-	250	37205,44
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

Продолжение таблицы 11.

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
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		70653,34566	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			117074,1				
Всего по сметному расчету, руб			117812,1				

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице 12

Таблица 12 - Сводный сметный расчет

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

Продолжение таблицы 12

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764
Итого по главам 1-6	426649
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66959
Итого по главе 7	66959
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39488
Итого по главе 8	39488
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24522
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	15459
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9592
Топографо-геодезические работы	270
Скважины на воду	123
	4771
Итого по главе 9	54737
Итого по главам 1-9	587833
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1175
Итого по главе 10	1175
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Итого по главам 1-11	593628

Продолжение таблицы 12

1	2
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29681
Итого по главе 12	29681
Итого по сводному сметному расчету	623309
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2 НДС 18%	127279698 22910345
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	150190044

4.5 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (5.9)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2850 / 99,3 = 29 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (5.10)$$

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

$$V_p = 2850 / (56,285 + 99,3) = 18,3 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (5.11)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2850 \cdot 720 / 209,545 = 9792 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_d , м

$$h_0 = H/n, \quad (5.12)$$

где n - количество долот.

$$h_0 = 2850/2,55 = 1117,6 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (5.13)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

$$C_{с1м} = (150190044 - 39488)/2850 = 52684,4 \text{ руб.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 11.

Таблица 13 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2850
Продолжительность бурения, сут.	14,36
Механическая скорость, м/ч	29
Рейсовая скорость, м/ч	18,3
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9792
Проходка на долото, м	1117,6
Стоимость одного метра	52684,4

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Митюкову Алексею Сергеевичу

Институт	ИШПР ТПУ	БС
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Бурение вертикальной разведочной скважины глубиной 2900м (Тюменская область)
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума 2. Повышенный уровень вибрации 3. Повышенная запылённость и загазованность 4. Отклонение показаний микроклимата в помещении 5. Отклонения параметра климата на открытом воздухе. 6. Недостаточная освещённость рабочей зоны <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Электробезопасность 2. Пожаровзрывобезопасность 3. Движущие машины и механизмы
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>С целью исключения вредного</p>

<ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:</p> <ul style="list-style-type: none"> - буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации. Твёрдая фаза образовавшаяся после утилизации подлежит вывозу в могильник; - площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы; - хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассмотрены наиболее характерные ЧС:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. техногенные (несчастные случаи, нефте-газо-проявления, пожары); 2. природные (наводнения, ураганы, морозы); 3. военные.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении.</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Митюков Алексей Сергеевич		

5. Социальная ответственность

5.1. Профессиональная социальная ответственность

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении, проектировании и подготовки геолого-технических мероприятий.

Таблица 37 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 –2015).	Нормативные документы	
<i>Камеральный этап (работа внутри помещения)</i>			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Отклонение показателей микроклимата в помещении		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Превышение уровней шума		
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны			
		Пожаровзрывобезопасность	Правило устройств электроустановок ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.
Полевой этап			
	Отклонение показателей	Опасные	

	климата на открытом воздухе		
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Превышение уровня вибрации	Электрический ток	

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

Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях. Осуществлять чередование труда и отдыха. В связи с вредными условиями труда должны выплачиваться компенсации («Трудовой кодекс», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности») [30].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» [27].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 38.

На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное.

Таблица 38 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50 ⁰ . Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30 ⁰	40
Щит контрольно-измерительных приборов	Перед приборами	50
Полаты верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50 ⁰	25
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70 ⁰	13
Кронблок	Над кронблоком	25
Приемный мост	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13
Редукторное помещение	На высоте не менее 6 м На высоте не менее 3 м	30
Насосное помещение:		50
- пусковые ящики		25
- буровые насосы	На высоте не менее 3 м	26
Глиномешалки	Под полом буровой	26
Превентор	На высоте не менее 3 м	10
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	10
Желобная система		

Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБА и соответствовать требованиям СанПиН 2.2.4. 3359-16. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты [27].

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Превышение уровня вибрации

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».

Мероприятия по устранению вибрации[27]:

- применение коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;
- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброручкавицы, виброгасящие коврики).

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-2004 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Допустимые нормы по вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны».

Общие санитарно-гигиенические требования». Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование». При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности». Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров[27].

При работе с химическими реагентами и их хранении, прежде всего необходимо следить за соблюдением условия: концентрация вредных веществ($\text{мг}/\text{м}^3$) < ПДК [$\text{CaCO}_3=6 \text{ мг}/\text{м}^3$, $\text{Na}_2\text{CO}_3=5 \text{ мг}/\text{м}^3$, $\text{MgO}=4 \text{ мг}/\text{м}^3$, $\text{KCl}=5 \text{ мг}/\text{м}^3$].

Работы по приготовлению и применению бурового раствора на основе рекомендуемых химических реагентов необходимо проводить в соответствии с действующими правилами безопасности при бурении скважины. Буровая бригада для работы с химическими реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками.

Отклонение параметров климата на открытом воздухе

Микроклимат – особенности климата на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности . Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [5] показателями, характеризующими микроклимат, являются:

- Температура воздуха;
- Относительная влажность воздуха;
- Скорость движения воздуха;

Интенсивность теплового излучения.

Оценка микроклимата на основе его показателей на всех местах пребывания работника в течении смены и сопоставления с нормативами согласно СанПиН 2.2.4.548-96 [6].

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление). Нормы параметров микроклимата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006-05 [9] зависят от тяжести и времени выполняемых работ. По результатам анализа определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия климата на организм рабочего.

При повышенной температуре воздуха рабочей зоны организм человека не справляется с терморегуляцией и возникает перегрев. Перегревание (гипертермия) сопровождается повышением температуры тела до 38°C.

Климат рассматриваемого района работ резко континентальный. Средняя годовая температура воздуха минус 1,3°C. Абсолютный минимум минус 50°C, абсолютный максимум плюс 37°C. Количество осадков в холодный период года (ноябрь-март) составляет 104мм, в теплый период года (апрель-октябрь) – 338 мм. На рассматриваемой территории в течении всего года преобладают ветры юго-западного направления, до 30%. Рассматриваемый район относится к влажной зоне. Распределение осадков в течение года неравномерное. Наибольшее количество осадков выпадает в теплую часть года.

Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.).

При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки, землянки. Одежда должна быть легкой.

Кроме того, следует учесть, что в летний период может быть выпадение большого количества осадков в виде дождей. От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий

Электробезопасность

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» 2001 г.

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- применение блокировочных устройств;

- применение защитного заземления буровой установки;

- применение изолирующих, защитных средств (основные: диэлектрические перчатки, указатели напряжения, инструмент с изолированными ручками и дополнительные: диэлектрические коврики) при обслуживании электроустановок;

- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Категория зоны по поражению током – 3 особо опасные помещения[20] ПУЭ.

Пожаровзрывобезопасность.

Классификация технологических сред по пожаровзрывоопасности и пожарной опасности используется для установления безопасных параметров ведения технологического процесса.

1. Технологические среды по пожаровзрывоопасности подразделяются на следующие группы:

- 1) пожароопасные;
- 2) пожаровзрывоопасные;
- 3) взрывоопасные;
- 4) пожаробезопасные.

2. Среда относится к пожароопасным, если возможно образование горючей среды, а также появление источника зажигания достаточной мощности для возникновения пожара.

3. Среда относится к пожаровзрывоопасным, если возможно образование смесей окислителя с горючими газами, парами легковоспламеняющихся жидкостей, горючими аэрозолями и горючими пылями, в которых при появлении источника зажигания возможно инициирование взрыва и (или) пожара.

4. Среда относится к взрывоопасным, если возможно образование смесей воздуха с горючими газами, парами легковоспламеняющихся жидкостей, горючими жидкостями, горючими аэрозолями и горючими пылями или волокнами и если при определенной концентрации горючего и появлении источника инициирования взрыва (источника зажигания) она способна взрываться.

5. К пожаробезопасным средам относится пространство, в котором отсутствуют горючая среда и (или) окислитель.

Установка относится к категории повышенная взрывопожароопасность (АН), в ней присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не

более 28 градусов Цельсия, вещества и (или) материалы, способные гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и (или) друг с другом (при условии, что величина пожарного риска при возможном сгорании указанных веществ с образованием волн давления превышает одну миллионную в год на расстоянии 30 метров от наружной установки)[30].

Движущие машины и механизмы

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

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

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [2], здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм человека на всех заданных режимах работы и предусмотренных условиях эксплуатации, а также создавать пожаровзрывоопасные ситуации;
- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок,

обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих, а также выбросов смазывающих, охлаждающих и других рабочих жидкостей;

- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями, представляющих опасность травмирования работающих, если их наличие не определяется функциональным назначением этих элементов.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д.

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [6].

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [3] все опасные зоны оборудуются ограждениями. Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 [7] вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета.

5.2. Экологическая безопасность

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреакентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и

технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;

- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, ЛЭП);

- изъятием водных ресурсов и т. д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автодорожный транспорт, строительная техника;

- блок приготовления бурового раствора, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения и т. п.;

- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;

- отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ); тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;

- горюче-смазочные материалы (ГСМ);

- пластовые минерализованные воды и продукты освоения скважины (нефть, минерализованные воды);

- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания дизель-электростанции и котельной;

- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;

- загрязненные ливневые сточные воды;

- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины из-за некачественного цементирования колонн, несоответствия конструкции скважины геолого-техническим условиям разреза и перетоки по нарушенным обсадным колоннам;

- продукты аварийных выбросов скважины (пластовый флюид, смесь пластового флюида с буровым или тампонажным раствором); негерметичность обсадных колонн, фонтанной арматуры, задвижек высокого давления и т. п.

5.3. Водопотребление и водоотведение

В таблица 40 представлены данные по водопотреблению и водоотведению при сооружении данной скважины.

Таблица 40 – Водопотребление и водоотведение при сооружении скважины

Наименование работ	Водопотребление, м ³					Водоотведение (сброс сточных вод), м ³	Безвозвратные потери, м ³
	Всего	В том числе		Хозяйственные нужды			
		Свежая вода	Повторно - используемая вода	Хоз.- бытовая вода	Санитарно -питьевая вода		
Бурение	1621,5	1513,5	108,00	-	-	1581,5	40,00
Крепление	205,22	205,22	-	-	-	61,57	143,65
Освоение	108,00	108,00	-	-	-	108,00	-
Вспомогательные и подсобные работы	1256,2	1243,2	13,00	-	-	-	1256,2
Хоз. Питьевые нужды	122,18	122,18	-	61,7	60,48	122,18	-
Итого на скважину	3313,1	3192,1	121,0	61,7	60,48	1873,25	1439,85

5.4. Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения

Очистка бурового раствора от выбуренной породы с помощью комплектного оборудования буровой установки направлена на решение задач технологии проводки скважин и повышение показателей работы долот. После механической очистки буровой раствор поступает в рабочие емкости, а выбуренная порода удаляется в шламовый амбар.

Промышленное оборудование и технология очистки отходов бурения до уровня ПДК отсутствует. Снижение концентрации твердой фазы в отходах бурения достигается двумя этапами:

- естественное отстаивание отработанного бурового раствора, бурового шлама и буровых сточных вод в первой секции амбара;
- осветление жидкой фазы отходов бурения методом реагентной коагуляции. При реализации метода жидкую фазу обрабатывают системой: коагулянт - флокулянт.

Система утилизации и захоронения буровых отходов должна включать: сбор и накопление в накопителе-отстойнике сбросов выбуренной породы, отработанных промывочных жидкостей и сточных вод с поверхности, находящейся под вышечно-лебедочным и насосно-емкостными блоками; отстой в накопителе - отстойнике жидкой фазы за счет гравитационного выпадения твердой фазы; захоронение отходов бурения после окончания строительства скважины ликвидацией накопителя.

При ликвидации накопителя в период положительных температур окружающего воздуха производится химическая обработка.

5.5. Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды

1. Основные требования к буровым растворам.

Промывочная жидкость снижает интенсивность кавернообразования, позволяет значительно снизить объем нарабатываемого раствора за счет уменьшения скорости гидратации выбуренной породы и перехода ее коллоидной составляющей в раствор.

Для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно – технологическими

характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения.

Нефть и нефтепродукты в качестве смазочной добавки к глинистому раствору не предусматриваются.

2. Предупреждение загрязнения территории буровой.

Основание должно обеспечивать размещение, монтаж и эксплуатацию необходимого комплекса сооружений и оборудования для строительства скважин и предотвращать прямое контактирование технических средств и технологических процессов с естественной территорией.

Основные земляные, транспортные и строительно-монтажные работы требуется проводить в период устойчивых отрицательных температур воздуха.

Защита территории основания и территории, окружающей основание обеспечивается:

- конструктивным исполнением технологического оборудования, предотвращающим переливы, утечки и проливы технологических жидкостей;
- исключением попадания отходов бурения на поверхность за счет введения элементов сбора и отвода (поддоны, трубопроводы, желоба, подроторная воронка), проливов жидкостей, образующейся при ремонте оборудования и подъеме инструмента, при сбросе с вибросита, гидроциклонов, шламоотделителей и отработанных промывочных жидкостей из блока емкостей;
- создание организованного стока с поверхности основания, находящегося под вышечно-лебедочным и насосно-емкостными блоками, талых, дождевых, и сточных от обмыва оборудования вод в накопитель – отстойник;
- обваловкой периметра производительной зоны основания и созданием уклонов поверхности зоны от обваловки к отстойникам – накопителям с целью предупреждения слива дождевых, талых и сточных вод за территорию площадки;

- обваловкой места установки блока ГСМ, емкости сбора отработанных ГСМ;
- сооружением накопителей для сбора, хранения и последующей утилизации и захоронения шлама, отработанного бурового раствора и буровых сточных вод;
- в процессе освоения скважин продукт (нефть) собирается в емкости с последующим использованием в котельной и закачкой излишек в нефтяной сборный коллектор.

Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды

В соответствии с «Основами земельного законодательства» РФ 17.04.93 г., законом «О недрах» РФ, 4.05.92 г., законом РФ «Об охране окружающей природной среды» 3.03.92 г. производственные объединения и управления организуют ведомственный контроль за использованием и охраной недр, почв и водных объектов, за сбором, очисткой и обезвреживанием отходов производства.

Для организации ведомственного контроля за состоянием и охраной окружающей среды на предприятиях создаются соответствующие структурные подразделения, службы, лаборатории или отделы. Форма и содержание работы, распределение обязанностей и ответственности, вид и содержание учетной документации и отчетности определяются в соответствии с действующими нормативными актами, видом и объемом производственной деятельности [30].

Строительство кустового основания осуществляется по проекту, предусматривающему комплекс мероприятий по защите окружающей среды. Проект строительства скважины учитывает требования охраны окружающей среды, как непосредственно в процессе строительства, так и в процессе эксплуатации скважины [45].

Применяемое для строительства скважины типовое комплектное оборудование не позволяет снизить концентрацию загрязняющих веществ в

отходах бурения до уровня ПДК, поэтому комплекс мероприятий носит в значительной мере организационный характер и направлен на предупреждение или максимальное снижение вредного воздействия техники и технологии на окружающую среду.

Работы по охране окружающей среды при строительстве кустового основания и строительстве куста скважин предусматривают [45]:

- детальное обследование источников загрязняющих выбросов и отходов, определение массы выбрасываемых загрязняющих веществ;
- разработку организационно-технических мероприятий по предупреждению или максимальному снижению загрязняющих выбросов и отходов производства;
- разработку плана контроля за состоянием и охраной окружающей среды и согласование плана с соответствующими природоохранными органами;
- контроль выполнения проектов и действующих проектных решений;
- организация и ведение мониторинга.

5.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

В процессе бурения скважины возникают различные виды чрезвычайных ситуаций. Это открытые нефтяные и газовые фонтаны, падение и разрушение вышек и морских оснований, падение элементов буровой установок, взрывы и пожары на буровых, которые приводят к выводу из строя бурового и прочего оборудования и остановка бурения.

Рассмотрим один из случаев: нефтяной или газовый фонтан. Признаками начала открытого фонтана служат перелив промывочной жидкости при отсутствии ее циркуляции, в наличии в циркулирующей промывочной жидкости пачек, обильно насыщенных газом или нефтью, увеличения объема промывочной жидкости в емкостях, при отсутствии различных добавок подается сигнал “Выброс”. При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных

труб, устье скважины. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве. При возникновении открытого фонтана действия буровой бригады подразумевают:

1) остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей;

2) остановить все силовые приводы;

3) отключить силовые линии и линии освещения, которые могут находиться в загазованных зонах, при быстрой загазованности зоны вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть выполнено за загазованной зоной;

4) на территории, которая может быть подвержена загазованности, необходимо остановить все огневые работы, курение, пользование стальными инструментами и другие действия, ведущие к образованию воспламенения;

5) предпринять меры по отключению соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут находиться на загазованной территории;

6) запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном, необходимо выставить запрещающие знаки, а при необходимости - посты охраны;

7) предотвратить растекание нефти на территории;

8) сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

Работы по ликвидации открытых фонтанов относятся к категории особо опасных для народного хозяйства, поэтому для их устранения создается штаб. Все работы по ликвидации открытого фонтана проводятся под руководством специальных военизированных служб. Буровая бригада при ликвидации фонтана

выполняет вспомогательные работы, а при необходимости эвакуируется в безопасное место.

5.7. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

1. Инженер по бурению относится к категории специалистов, принимается на работу и увольняется с работы приказом руководителя организации.

2. На должность инженера по бурению назначается лицо, имеющее высшее техническое образование без предъявления требований к стажу работы или среднее специальное образование и стаж работы по специальности на должности техника I категории не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению II категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению не менее 3 лет.

На должность инженера по бурению I категории назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы на должности инженера по бурению II категории не менее 3 лет.

3. В своей деятельности инженер по бурению руководствуется:

- нормативными документами по вопросам выполняемой работы;
- методическими материалами, касающимися соответствующих вопросов;
- уставом организации;
- правилами трудового распорядка;
- приказами и указаниями руководителя организации (непосредственного руководителя);
- настоящей должностной инструкцией.

4. Инженер по бурению должен знать:

- нормативные правовые акты, другие руководящие, методические и нормативные материалы вышестоящих органов, касающиеся организации производства буровых работ;

- технологию вышкостроения, бурения и опробования скважин;
- буровое оборудование, инструмент и правила их технической эксплуатации;
- причины возникновения технических неполадок, аварий, осложнений, брака при выполнении работ по строительству скважин, способы их предупреждения и ликвидации;
- порядок оформления технической документации;
- передовой опыт в области техники и технологии строительства скважин;
- проектирование и планирование буровых работ;
- основы геологии и геологическое строение разбуриваемых площадей, технические правила строительства скважин;
- основы экономики и организации производства, труда и управления;
- основы трудового законодательства;
- правила и нормы охраны труда и пожарной безопасности.

5. Во время отсутствия инженера по бурению его обязанности выполняет в установленном порядке назначаемый заместитель, несущий полную ответственность за их надлежащее исполнение.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе представлены географо – экономическая характеристика района работ, стратиграфический разрез скважины, тектоническая характеристика и газонефтеводоносность разреза, а также проведен анализ возможных осложнений и исследовательские работы.

В технологической части произведен расчет и обоснование профиля скважины, конструкция скважины и конструкция эксплуатационного забоя, определение глубины спуска обсадных колонн и их число, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров проектной скважины и диаметры обсадных колонн и разработка схем обвязки устья скважины. Выбор способа бурения, типоразмеры породоразрушающего инструмента по интервалам бурения, для каждого интервала бурения тип винтового забойного двигателей, расчет требуемого расхода бурового раствора, компоновки низа бурильной колонны и расчет бурильной колонны. Обоснование и выбор типов и компонентного состава промывочных жидкостей, выбор гидравлической программы промывки. Расчет обсадных колонн и цементирование скважины. По наибольшему весу выбрана буровая установка и способ освоения скважины.

Рассмотрены вопросы безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

В экономической части отражены организационные формы и структура бурового предприятия, расчет продолжительности строительства скважины, разработан календарный план – график, рассчитана сметная стоимость строительства скважины.

Список используемой литературы

1. ГОСТ 12.0.003-2015 - Система стандартов безопасности труда (ССБТ). 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. СанПиН 2.2.4.3359-16 - Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах
9. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;
10. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. –512 с.
11. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. - Тюмень: Экспресс, 2008. - 347 с.
12. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для ВУЗов. - Тюмень 2010.

13. 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.
14. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005-75 с.
15. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
17. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. — М. : Недра, 2003. — 1007 с.
18. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
19. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
20. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
21. Инструкция по расчету бурильных колонн. - М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
22. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.
23. Книга инженера по растворам – Москва 2006г.
24. 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.
25. 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.
26. 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.
27. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
28. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн - Томск: Изд. ТПУ, 1997. - 47 с.
29. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г.– 263 с.
30. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 1994 г.
31. 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.
32. А.В. Елихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
33. 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.
34. 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.

35. 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.
36. 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.
37. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Гидравлический расчет цементирования». – Томск, ТПУ.
38. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор способа цементирования».– Томск, ТПУ.
39. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет обсадных колонн на прочность».– Томск, ТПУ.
40. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Проектирование конструкции скважины».– Томск, ТПУ.
41. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки».– Томск, ТПУ.
42. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет натяжения эксплуатационной колонны».– Томск, ТПУ.
43. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор конструкции эксплуатационного забоя».– Томск, ТПУ.

44. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. – Москва: ЗАО «Сибирская Сервисная компания».
45. «Mud lubricated drilling motors» руководство «Weatherford» русское издательство 2010г.
46. www.sibserv.com
47. www.burinteh.com

Приложение А
(Обязательное)

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозност и
от	до	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	40	четвертичные отложения	Q	1,5
40	60	тургасская свита	P 3/3	1,5
60	130	новомихайловская свита	P 3/2	1,5
130	210	атлымская свита	P 3/1 - P 3/2	1,5
210	370	тавдинская свита	P 2/3 -P 3/1	1,5
370	590	люлинворская свита	P 2	1,25
590	720	талицкая свита	P 1	1,25
720	760	ганькинская свита	K 2	1,25
760	980	березовская свита	K 2	1,25
980	1030	кузнецовская свита	K 2	1,25
1 030	1 325	уватская свита	K 2	1,25
1325	1548	хантымансийская свита	K 1	1,25
1548	1860	викуловская свита	K 1	1,25
1860	1925	кошайская свита	K 1	1,25
1925	2490	фроловская свита	K 1	1,25
2490	2500	верхнетутлеймская подсвита	K 1	1,25
2500	2530	нижнетутлеймская подсвита	J 3	1,25
2530	2572	абалакская свита	J 3	1,25
2572	2630	тюменская свита	J1-2	1,25
2630	2895	туринская свита (триас)	Tr	1,25

Приложение Б
(обязательное)

Литологическая характеристика разреза скважины Таблица Б.2

Индекс стратигр. подразд.	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от	до	
Q	0	40	Суглинки супеси серые и авелтовато-серые пески с глинами пойменных и озерно-болотных фаций
P 3/3	40	60	Зеленовато-серые и серые глины с тонкими прослоями алевроитов с линзами тонкозернистого песка и включениями растительных остатков
P 3/2	60	130	Переслаивание песков глины и алевроитов. Характерно частое фациальное замещение одних литологических разностей другими. Отмечаются прослой бурых углей и лигнитов
P 3/1 - P 3/2	130	210	Пески светло-серые почти белые, преимущественно кварцевые, алевроиты с подчиненными прослоями и линзами глин, с остатками стеблей растений, и листьев а также лигнита.
P 2/3 - P 3/1	210	370	Глины эленовато-серые, тонкослоистые до листоватых, слабо алевроитистые, с прослоями алевролитов толщиной 5-10 см в верхней части, с остатками стеблей и листьев растений, с линзочками бурых углей.
P 2	370	590	В верхней подсвите - глины алевроитистые, диатомовые, опоковидные. в средней подсвите - глины светло-серые, диатомовые и диатомиты светлосерые, в нижней подсвите - опоки и опоковидные глины светло-серые, с редкими прослоями глауко-нитовых песчаников
P 1	590	720	Верхняя подсвита- глины темно-серые, бурые, алевроитовые, с прослоями тонко зернистых песчаников и алевроитов, в нижней подсвите - глины уплотненные темно-серые, алевроитовыми, местами опоковидными
K 2	720	760	Глины серые зеленовато-серые, известковистые местами листоватые с примесью глауконита и пирита.

Продолжение таблицы Б.2

К 2	760	980	Верхняя подсвита - зеленовато-серые слабоале-вритистые глины с прослоями опоковидных глин и опок, с конкрециями пирите. Нижняя подсвита -серые и голубовато-серые опоки и темно-серыми монтмориллонитовыми глинами с остатками и радиолярий.
К 2	980	1030	Глины зеленовато-серые, глауконитовые Встречаются чешуя рыб, фораминиферы.
К 2	1030	1325	Переслаивание алевроитов, мелкозернистых уплотнен ных песков с прослоями карбонатных разностей. Характерно наличие обугленных растительных остатков, углистого детрита.
К 1	1325	1548	Верхняя подсвита - неравномерное переслаивание алевроитов, алевроитистых глин, с редкими прослоями тонкозернистых песчаников Отмечены намывы растительного детрита и чешуйки слюды на поверхности наслоения. Нижняя подсвита редставлена относительно глубоководными темно-серыми глинами с прослоями алевроитов и глинистых известняков
К 1	1548	1860	Верхняя подсвита - преобладают уплотненные пески, посланники и алевролиты. В кровельной части выделяются песчаные пласты ВК1, и ВК2. Нижняя подсвита имеет мелководно-морской генезис осадков и сложе на серыми алевролитами, уплотнёнными песками и песчанниками с прослоями глинистых известняков алевроитовых.
К 1	1860	1925	Глины тёмно-серые, тонкоотмученные, аргиллито-подобные с прослоями светло-серых алевролитов
К 1	1925	2490	Глины темно-серые, тонкоотмученные, аргиллито-подобные. Отмечаются редкие включения морской фауны. В верхней части свиты прослой песчаников, алевролитов и глинистых известняков.
К 1	2490	2500	Аргиллиты коричневатого-черные, листоватые, битуминозные с остатками ихтиофауны.
Ж 3	2500	2530	Аргиллиты буровато-черные, битуминозные с прослоями известняков и радиоляритовую Отмечаются остатки водорослей, раковин двухстворок и рыбный детрит
Ж 3	2530	2572	Аргиллиты тёмно-серые, тонкоотмученные. в различ ной степени
Ж1-2	2572	2630	Аргиллиты темно-серые, плотные, слюдистые, алевроитистые.
Tr	2630	2895	Песчаники, алевролиты красноцветные и темно-серые, базальты, риолиты, туфы.

Приложение В (Обязательное)

Физико-механические свойства горных пород и их состояние по разрезу скважины представлены в таблица В.3

Индекс страт. подр.	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Прониц., мкм ²	Твердость, кгс/мм ²	Коеф.пластичности	Категория породы по промышленной классифик.
	от (верх)	до (низ)							
К2	1030	1325	песчаник	2,2	32	0,5	14-234	1,1-4,5	МС
К1(ВК1)	1548	1568	песчаник	2,26	27	0,018	14-234	1,1-4,5	МС
Ј3(ЮК0)	2500	2523	песчаник	2,26	10,2	0,007	14-234	1,1-4,5	С
Ј1-2	2572	2627	песчаник	2,26	14	0,0024	14-234	1,1-4,5	С
Тг	2630	2845	базальты	2,4	13	0,0044	14-234	1,1-4,5	С,Т

Приложение Г
(Обязательное)

Потребное количество бурового раствора и химических реагентов

Таблица Г.4 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2895 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	50	50	444.5	-	1.5	11.6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 0,83
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 7.87
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 0,25
Объем раствора в конце бурения интервала						V₁ = 29.2
Объем раствора к приготовлению:						V_{бр} = 38.15
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перев1} = 14.6
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					
50	800	750	295.3	339.7	1,5- 1,25	79.1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V_{фил} = 7,99
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V_{пот} = 54.4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V_{спо} = 4
Объем раствора в конце бурения интервала						V₂ = 164.2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 230.59
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V_{перев1} = 14.6
Объем раствора к приготовлению:						V_{2'} = 215.99
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V_{перев2} = 82.1

Продолжение таблицы Г.4

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					
800	2530	1730	188,9	219.1	1.25	120.3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 15.29$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 64.9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 12.65$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 246.6$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 339.44$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев}} = 123.3$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 219.14$
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					
2530	2895	365	188,9	219,1	1,25	132,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 7,99$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 9,14$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 14,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 346,19$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 377,72$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев3}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{4'} = 377,72$

**Приложение Д
(Обязательное)**

Потребное количество химических реагентов

Таблица Д.4 – потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	Мешок, 25	24,24	1	77,6	3	64,6,9	26	748,74	30
Глинопопрошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 1000	5454	6	6208	6	83,16	9	19978	21
Барит	Регулирование плотности	Мешок, 1000			1924,4,8	20			1924,8	20
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Мешок, 25			77,6	3	11,8,8	5	196,4	9
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Мешок, 25			776	31	11,88	48	1964	79
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Бочка, 200			155,2	1	12,88,8	7	1444	8

Продолжение таблицы Д.4

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов								
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого		
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	
Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 25						946,08	38	946,08	38
KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Мешок, 1000						13140	13	13140	13
Крахмал	Регулятор фильтрации	Мешок, 25						4730,4	190	4730,4	190
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	Бочка 200						5781,6	29	5781,6	29
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000						3942	4	3942	4
Карбонат кальция 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000						6570	7	6570	7
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000						3153,6	3	3153,6	3
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	Бочка 200						131,4	1	131,4	1
Пенегаситель	Предотвращение пенообразования	Бочка 200						131,4	1	131,4	1

Приложение Е
(Обязательное)

Таблица Е.5 – 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	50	БУРЕНИЕ	0.30	0.042	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	16	108,8	3.03
Под кондуктор									
50	800	БУРЕНИЕ	0.68	0.072	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	10	104,5	4.63
Под эксплуатационную колонну									
800	2890	БУРЕНИЕ	1.16	0.103	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	95,50	5,15
Отбор керна									
2650	2880	Отбор керна	0,54	0.056	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	5	110,9	3,78

Приложение Ж
(Обязательное)

Таблица Ж.6 - Режим работы буровых насосов.

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
т (верх)	о (низ)										
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	214	1	100	32,8	65,6
50	800	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	214	1	75	24,6	49,2
800	2895	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	160	245	1	100	28,8	28,8
2650	2895	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	140	326	1	70	15,68	15,68

Приложение И

(обязательное)

Таблица И.7 - 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	50	БУРЕНИЕ	99,8	108,8	0	7,9	0,1	10
50	800	БУРЕНИЕ	179,3	73,5	55,2	39,5	1,5	10
800	2895	БУРЕНИЕ	193,2	51,1	36,9	77,6	12,7	8,9
2650	2895	Отбор керна	176,3	77	0	88,1	8,5	2,6

