

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»
Кафедра бурения скважин

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2710 метров на нефтяном месторождении (ХМАО)»

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571).

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Панов Александр Вячеславович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
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 – 2018 г.

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б3Б	Панову Александру Вячеславовичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2710 метров на нефтяном месторождении (ХМАО)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2018
--	------------

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 вертикальной разведывательной скважины на нефтяном месторождении (ХМАО), с ожидаемым притоком нефти $Q = 130$ м³/сутки.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы;</p>	<p>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Геологические условия бурения 1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины. 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p>

<p>Наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Исходные данные для расчета действующих нагрузок 2.4.1.2. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.3. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.4. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны 2.4.2.1. Обоснование способов цементирования 2.4.2.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости 2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора 2.4.2.4. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. Анализ конструкции российских и зарубежных калибраторов</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Вершкова Елена Михайловна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Немцова Ольга Алексеевна</p>
<p>1. Общая геологическая часть</p>	
<p>2. Технологическая часть</p>	
<p>3. Анализ конструкции российских и зарубежных калибраторов</p>	
<p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>5. Социальная ответственность</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>17.01.2018</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		17.01.2018

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Панов Александр Вячеславович		17.01.2018

Реферат

Ключевыми словами дипломной работы являются: буровой раствор, нефть, охрана окружающей среды, заканчивание скважин, вертикальная скважина, бурение.

Исследуем объект нефтяное месторождение (ХМАО).

Цель данной работы – спроектировать вертикальную разведочную скважину на месторождении.

В процессе работы был составлен проект на строительство разведочной нефтяной скважины глубиной 2710 м.

Разработан ряд мероприятия по организации строительства, охране окружающей среды и охране труда.

В работе рассмотрен вопрос анализа конструкций зарубежных и российских калибраторов.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word, таблицы выполнялись в Microsoft Excel., графический материал выполнен в программе «Компас-3DV14» и в Microsoft Excel, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Определения, обозначения, сокращения.

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

- *скважина*: Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

- *профиль скважины*: Проекция оси скважины на вертикальную плоскость, проходящую через ее устье и забой.

- *конструкция скважины*: Система крепления ствола скважины колоннами обсадных труб, обеспечивающая достижение скважиной проектной глубины, возможность ее исследования, изоляцию проницаемых горизонтов и осуществление запроктированных режимов эксплуатации.

- *режим бурения*: Совокупность следующих факторов при бурении скважины: осевая нагрузка, частота вращения, расход и свойства промывочной жидкости.

- *буровой раствор*: Технологическое наименование сложной многокомпонентной дисперсной системы суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

- *заканчивание скважины*: Комплекс технологических процессов от момента вскрытия продуктивного пласта до момента его освоения и испытания как промышленного объекта.

- *цементирование скважины*: Способ крепления скважин путём цементирования затрубного пространства.

- *буровая установка*: Комплекс бурового оборудования и сооружений, предназначенных для бурения скважин.

- *газонефтеводопроявление*: Поступление пластового флюида (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией

работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

Обозначения и сокращения

- СПО – спуско-подъемные операции;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- БУ – буровая установка;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- СПА – спуско-подъемный агрегат.

Оглавление

Введение	10
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	11
1.1. Геологические условия бурения	11
1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади).....	14
1.3. Зоны возможных осложнений	15
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	17
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2. Обоснование конструкции скважины	17
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.2.2. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.2.3. Выбор интервалов цементирования.....	19
2.2.4. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.5. Проектирование обвязки обсадных колонн.....	21
2.3. Углубление скважины	21
2.3.1. Выбор способа бурения.....	21
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	22
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	23
2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	24
2.3.6. Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны.....	26
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	29
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	31
2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	32
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважины	33
2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность	33
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	33
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений.....	35
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	39
2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины	40
2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	40
2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов .	40
2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей	40
2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины	41
2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	41
2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси	43

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	44
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин.....	45
2.5. Выбор буровой установки.....	46
3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	47
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	51
4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	52
4.2. Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	58
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН.....	61
5.1. Производственная безопасность.....	62
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	63
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	64
5.1.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.....	65
5.2. Экологическая безопасность.....	66
5.2.1. Охрана атмосферного воздуха.....	66
5.2.2. Охрана поверхностных и подземных вод.....	66
5.2.3. Охрана окружающей среды при складировании отходов промышленного производства.....	66
5.2.4. Объемы отходов бурения.....	67
5.2.5. Охрана недр.....	69
5.2.6. Охрана земельных и растительных ресурсов.....	69
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	70
Заключение.....	71
Список использованных источников.....	72

Введение

Нефтяная и газовая промышленность играет важную роль в экономическом развитии Ханты-Мансийского автономного округа. В этой области бурение скважины является самой трудной и важной задачей.

Отмечается, что бурение скважин - это строительство сложной инженерно-технической структуры в земной коре. Совершенствование буровых технологий, значительное увеличение производительности буровых долот и сокращение их себестоимости - серьезная задача. Для успешной реализации этих планов необходимо, чтобы инженеры-буровики не только хорошо понимали теоретические аспекты глубокого бурения, но и уверенно выполняли инженерные расчеты, связанные с технологией бурения.

В работе будет рассмотрена технология построения вертикальной скважины глубиной 2710 м.

Проект включает решения во всех основных областях проектирования: технологические, сервисные, безопасные работы, охрана окружающей среды и экономичность.

В специальной части дипломного проекта рассматривается анализ конструкций зарубежных и отечественных калибраторов.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1. Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элемент залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина)
от	до	название	индекс	угол		
				град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	30	Четвертичные отложения	Q	-	-	1,2
30	170	Некрасовская свита	P3 nK	-	-	1,2
170	260	Чеганская свита	P3 cg	2	-	1,2
260	430	Люлинворская свита	P2 II	-“-	-	1,2
430	450	Талицкая свита	P1 ZI	-“-	-	1,2
450	630	Ганькинская свита	K2 gn	3	-	1,2
630	870	Славогородская свита	K2 sl	-“-	-	1,1
870	930	Ипатовская свита	K2 ip	-“-	-	1,1
930	2080	Покурская свита	K1 pr	-“-	-	1,0
2080	2140	Алымская свита	K1 al	-“-	-	1,0
2140	2575	Вартовская свита	K1 vt	4	-	1,0
2575	2625	Тарская свита	K1 tr	-“-	-	1,0
2625	2710	Куломзинская свита	K1 kl	-“-	-	1,0

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	30	пески	40
			супеси	30
			суглинки	30
P3 nK	30	170	пески	60
			глины	40
P3 cg	170	260	пески	50
			глины	50
P2 II	260	430	глины	100
P1 ZI	430	450	песчаники	60
			алевролиты	40
K2 gn	450	630	глины	100
K2 sl	630	870	глины	70
			алевролиты	30

K2 ip	870	930	глины	100
-------	-----	-----	-------	-----

Продолжение таблицы 2

K1 pr	930	2080	глины	40
			песчаники	30
			алевролиты	30
K1 al	2080	2140	глины	50
			алевролиты	30
			песчаники	20
K1 vt	2140	2575	глины	50
			песчаники	30
			алевролиты	20
K1 tr	2575	2625	песчаники	30
			аргиллиты	30
			алевролиты	20
			глины	20
K1 kl	2625	2710	песчаники	40
			алевролиты	30
			аргиллиты	30

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 3

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещиноватость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промысловой классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	30	пески	2,4	25	-	30	X	II	M
			супеси	2,25	-	-	IV	M		
			суглинки	2,2	25	-	IV	M		
P3 nK	30	170	пески	2,4	20	-	-	X	II	M
			глины	2,4	30	-	95	IV		M
P3 cg	170	260	пески	2,4	25	-	10	X	II	M
			глины	2,4	40	-	95	IV		M
P2 II	260	430	глины	2,4	25	-	95	IV	II	M
P1 ZI	430	450	песчаники	2,6	32	-	5	X	IV	M
			алевролиты	2,7	11	-	18	IV		C
K2 gn	450	630	глины	2,4	25	-	95	IV	II	M
K2 sl	630	870	глины	2,4	25	-	95	IV	IV	M
			алевролиты	2,6	30	-	8	VI		C
K2 ip	870	930	глины	2,4	16	-	95	IV	III	M

Продолжение таблицы 3

K1 pr	930	2080	глины	2,4	30	-	95	IV	IV	M
			песчаники	2,6	13	-	5	X		C
			алевролиты	2,7	38	-	18	IV		C
K1 al	2080	2140	глины	2,4	22	-	95	IV	V	C
			алевролиты	2,7	14	-	15	VI		C
			песчаники	2,6	20	-	10	X		C
K1 vt	2140	2575	глины	2,4	22	-	95	IV	V	C
			песчаники	2,6	15	-	5	X		C
			алевролиты	2,7	15	-	30	VI		C
K1 tr	2575	2625	песчаники	2,6	22	-	5	X	V	C
			аргиллиты	2,7	15	-	80	VI		C
			алевролиты	2,7	20	-	20	VI		C
			глины	2,4	22	-	90	IV		C
K1 kl	2625	2710	песчаники	2,6	15	-	5	X	V	C
			алевролиты	2,7	15	-	20	IV		C
			аргиллиты	2,7	15	-	80	VI		C

Градиенты давлений по разрезу скважины представлены в таблице 6.

Таблица 4 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогноз. интервал		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
	от	до	Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q- P3	0	260	0	0,100	0	0,100	0	0,220	0	0,245	14
P3- P1	260	450	0,100	0,100	0,100	0,100	0,220	0,220	0,245	0,245	18
K2	450	930	0,100	0,100	0,100	0,100	0,220	0,180	0,245	0,25	42
K1	930	2080	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,25	0,25	77
K1	2080	2575	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,175	0,25	0,255	92
K1	2575	2710	0,100	0,100	0,100	0,100	0,175	0,175	0,255	0,255	101

На глубине 430-450 м и 630-870 м происходит переслаивание мягких и средних горных пород. Учитывая, что согласно данным таблицы 1 угол залегания пластов незначительный (0-5), можно предположить, что данный переход не повлияет на направление траектории скважины, и не потребуются дополнительные мероприятия по контролю ее направления.

В интервале 2575-2710 м присутствуют аргиллиты, обладающие под действием воды способностью к разрушению, а, следовательно, осыпям и обвалам. Поэтому в данном интервале во избежание осложнений проектируется использование раствора с минимальной водоотдачей в совокупности с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Нефтегазоводоносность по разрезу скважины представлена в таблице 7.

Таблица 5 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J1	2625	2710	поров.	840	36	90	-
Газоносность							
-	-	-	-	-	-	-	-
Водоносность							
Четвертично-палеогеновый комплекс	0	320	поров.	1,007	100-150	-	Да. Минерализ. – 0,1-0,2 г/л.
Меловой комплекс	870	930	поров.	1,01	до 50	-	Нет. Минерализ. – 17,2 г/л.
Юрский комплекс	2680	2710	порово-трещин.	1,011	до 10	-	Нет. Минерализ. – 22 г/л.

Разрез представлен одним нефтеносным и тремя водоносными пластами. Газоносные пласты отсутствуют. Проектируется сооружение скважины с целью добычи нефти в интервале 2625-2680 м. Для водоснабжения будет сооружена вертикальная скважина с целью добычи воды с дебитом 100-150 м³/сут из пласта 0-320 м.

1.3. Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 8.

Таблица 6 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q-K2 sl	0	860	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 1-2 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при отклонении параметров бурового раствора от проектных, нарушении скорости СПО.
Q-K2 sl	0	860	Прихвато- опасность	Опасность прихвата бурового инструмента. Возникает при отклонении параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительной очистке от выбуренной породы, несоблюдении регламентов по предупреждению аварий.
Q-K2 sl	0	860	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород. Возникают при высокой водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
Q-K2 sl	0	860	Водопрояв- ление	Водопроявление с плотностью флюида 1,007 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
K2 sl- J1 vg	860	2680	Прихвато- опасность	Опасность прихвата бурового инструмента. Возникает при отклонении параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительной очистке от выбуренной породы, несоблюдении регламентов по предупреждению аварий.
K2 sl- J1 vg	860	2710	Водопрояв- ление	Водопроявление с плотностью флюида 1,011 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
K2 sl- J1 vg	860	2710	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – 3-4 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при отклонении параметров бурового раствора от проектных, нарушении скорости СПО.
K2 sl- J1 vg	860	2710	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород. Возникают при высокой водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности.
J1 vg	2625	2680	Нефтепрояв- ление	Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

Продолжение таблицы 6

J1 vg	2625	2680	Прихвато- опасность	Возникает при отклонении параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительной очистке от выбуренной породы, несоблюдении регламентов по предупреждению аварий.
-------	------	------	------------------------	---

В интервалах 0-860 и 860-2710 м возможны поглощения бурового раствора, связанные с отклонением параметров бурового раствора от проектных и нарушением скорости СПО. В связи с низкой интенсивностью поглощений можно сделать вывод, что не требуется использование дополнительных средств для предупреждения и ликвидации данных поглощений

В интервалах 0-860, 860-2710 и 2625-2680 возможны нефтеводопроявления, вызванные снижением противодавления на пласт ниже гидростатического. Следовательно, необходимо контролировать и поддерживать плотность бурового раствора согласно ГТН.

В интервалах 0-860 и 860-2710 м прогнозируются осыпи и обвалы стенок скважины, вызываемые высокой водоотдачей бурового раствора и его слабой ингибирующей способностью. В связи с этим, на данных интервалах рекомендуется использовать буровой раствор, обладающий минимальной водоотдачей, что позволит снизить вероятность набухания и диспергирования глин.

В интервалах 0-860, 860-2710 и 2625-2680 м возможен прихват бурильного инструмента, возникающий при отклонении параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительной очистке от выбуренной породы, несоблюдении регламентов по предупреждению аварий. Рекомендуется использование бурового раствора с низкой водоотдачей, контроль качества очистки бурового раствора от шлама. Также необходимо обеспечить минимально возможное время нахождения бурового инструмента в не обсаженном стволе скважины.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, по этому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2 представлен совмещенный график давлений, полученный на основе геологических данных разреза скважины.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Проектируется одноколонная конструкция скважины [1, 2].

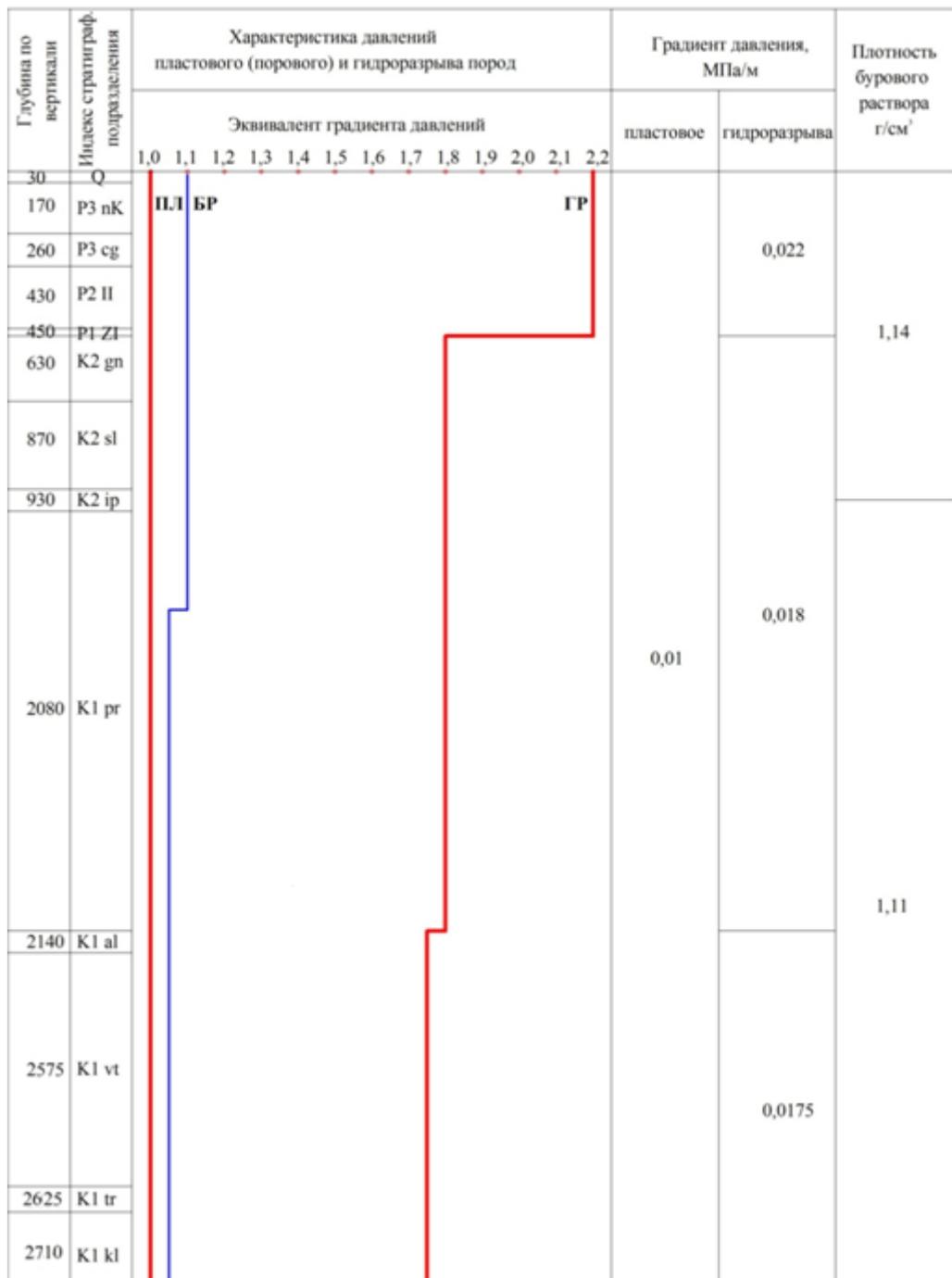


Рисунок 2 – Совмещённый график давлений

2.2.2. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 30 метров, поэтому глубина спуска направления составляет 50 м.

Минимальное значение глубины спуска кондуктора составляет 547 м, но выбирается глубина спуска кондуктора 800 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы, а также для предупреждения интенсивных осыпей и обвалов на интервале до 760 м.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2710 метров с учетом перекрытия подошвы продуктивного пласта на 30 метров.

2.2.3. Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0 – 50 м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 800 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 650 – 2710 м (нефтяная скважина).

2.2.4. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин принимается диаметр эксплуатационной колонны 114 мм [2,3].

Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую обсадную колонну представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Диаметры обсадных колонн и скважин под каждую обсадную колонну

Обсадная колонна	Диаметр колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	273,1	349,2
Кондуктор	177,8	222,3
ЭК	114	146

Схема конструкции скважины представлена на рисунке 3.

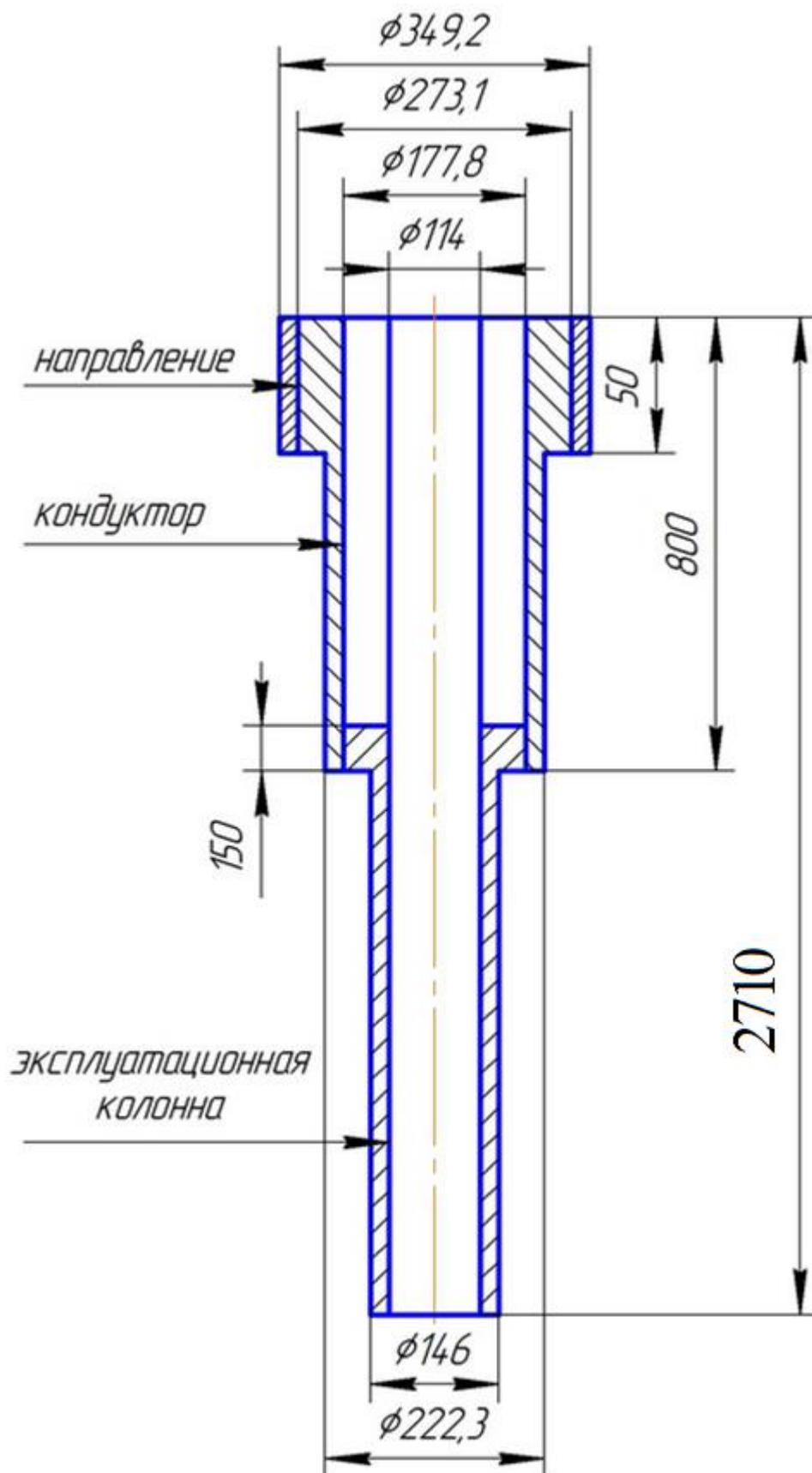


Рисунок 3 – Проектная конструкция скважины

2.2.5. Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 4,89 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5 – 180/80x21 (180 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 21 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1–21–114x178 (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна) [1, 4].

2.3. Углубление скважины

2.3.1. Выбор способа бурения

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 8 [5].

Таблица 8 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
1	2	3
0-50	Направление	Роторный
50-800	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
800-2710	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Результат выбора долот для строительства проектируемой скважины представлен в таблице 9 [6, 7].

Таблица 9 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-800	800-2710
Шифр долота	349,2 М-ГВУ R 181	БИТ 222,3 B416 У	БИТ 146 ВТ 610Н
Тип долота	шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	349,2	222,3	146,0
Тип горных пород	М	М, С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-117
	API	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
			3-88
			3 1/2 Reg

Продолжение таблицы 9

Длина, м		0,435	0,385	0,380
Масса, кг		104	42	18
G, тс	Рекомендуемая	15	2-10	2-10
	Предельная	30	15	15
n, об/мин	Рекомендуемая	150	60-440	50-380
	Предельная	300	600	600

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 349,2 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну проектируются долота типа PDC. Выбор обусловлен тем, что интервалы бурения представлены абразивными породами типа MC и C. Особенности конструкции и вооружения долота позволят обеспечить максимальную механическую скорость бурения.

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Для интервала бурения под направление используется шарошечное долото ОАО «Волгабурмаш», шифр 349,2 М-ГВУ R181. Рекомендуемая производителем нагрузка $G = 15$ т [6].

Для интервала бурения под кондуктор используется долото PDC производства ООО НПП «Буринтех», шифр БИТ 222,3 В416 У. Рекомендуемая производителем нагрузка $G = 2-10$ т [7].

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну используется долото PDC производства ООО НПП «Буринтех», шифр БИТ 146 ВТ 610Н. Рекомендуемая производителем нагрузка $G = 2-10$ т [7].

Результаты проектирования осевой нагрузки на долото по интервалам бурения представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-800	800-2710
Исходные данные			
α	1	-	-
$R_{ш}$, кг/см ²	2550	-	-
D_d , см	34,92	22,23	14,6
η	1	-	-
δ , см	1,5	-	-
q , кН/мм	0,15	0,2	0,3
$G_{пред}$, кН	294	150	150
Результаты проектирования			
G_1 , кН	65	-	-
G_2 , кН	52	87	57
G_3 , кН	235	118	118
$G_{проект}$, кН	145	105	75

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Результаты проектирования частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты проектирования частоты вращения инструмента по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-800	800-2710
Исходные данные			
V_d , м/с	3,1	2,2	1,4
D_d	0,3492	0,2223	0,146
	349,2	222,3	146
τ , мс	6	-	-
z	24	-	-
α	0.8	-	-
Результаты проектирования			
n_1 , об/мин	170	190	180
n_2 , об/мин	271	-	-
n_3 , об/мин	583	-	-
$n_{проект}$, об/мин	170	200	190

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике [2], обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Результаты проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-800	800-2710
Исходные данные				
D _д	м	Не требуется	0,2223	0,146
	мм		222,3	146,0
G _{ос} , кН			105	75
Q, Н*м/кН			1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		Не требуется	178-200	117-132
M _р , Н*м			3070	1500
M _о , Н*м			111	73
M _{уд} , Н*м/кН			28	19

Для интервала бурения 50-800 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается гидравлический винтовой забойный двигатель прямого исполнения ВЗД Д-195, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется гидравлический винтовой забойный двигатель прямого исполнения ВЗД Д-127, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород, содержащихся в разрезе скважины.

В таблице 13 представлены характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей по интервалам бурения скважины [8, 9].

Таблица 13 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимал. рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-195.4000.78	50-800	195	7,5	1380	20-40	150-200	9,0-12,0	100-190
Д-127.3000.78	800-2710	127	5,45	400	10-20	120-240	3,8-5,5	40-95

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости

стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и размыва стенок скважины [2]. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты приведены в таблицах 14 и 15.

Таблица 14 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-800	800-2710
Исходные данные			
D_d , м	0,3492	0,2223	0,146
K	0,5	0,45	0,4
K_k	1,2	1,177	1,066
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,11
V_m , м/с	0,01	0,0075	0,00555
$d_{бг}$, м	0,2731	0,1778	0,114
$d_{мах}$, м	0	0,195	0,127
$d_{нмах}$, м	0,011	0,011	0,011
n	3	4	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,5	1,5	1,3
$\rho_{п}$, г/см ³	2,2	2,4	2,7
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	47,862	17,5	6,7
Q_2 , л/с	45,7	15,8	7,34
Q_3 , л/с	149,33	23,7	7,76
Q_4 , л/с	28,16	10,4	3,8
Q_5 , л/с	28,5		
Q_6 , л/с	-	20	10
Дополнительные проверочные расчеты			
$Q_{табл}$, л/с	-	20-40	10-20
$\rho_{табл}$, кг/м ³	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1200	1200	1120
M , Н*М	-	2598	1192
$M_{табл}$, Н*М	-	10000	4000
m	3	2	2
n	0,9	0,9	0,9
Q_n , л/с	14,3	14,3	6,1
$Q_{пров1}$, л/с	-	11,63	6,19
$Q_{пров2}$, л/с	51,48	25,74	10,98

Таблица 15 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-800	800-2710
Исходные данные			
Q ₁ , л/с	47,862	17,5	6,7
Q ₂ , л/с	45,7	15,8	7,34
Q ₃ , л/с	149,33	23,7	7,76
Q ₄ , л/с	28,16	10,4	3,8
Q ₅ , л/с	28,5		
Q ₆ , л/с	-	20	10
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	28,5 – 149,33	10,4 – 23,7	3,8 – 10
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	70	20	7,5
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q _{тн} , л/с	-	20	10
ρ ₁ , кг/м ³	-	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	-	1200	1120
M _{тм} , Н*м	-	2598	1192
M _{тб} , Н*м	-	10000	4000

2.3.6. Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 16-17 [2].

Таблица 16 – Проектирование бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

УБТ				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	УБТ-254	254	8	2510,4
2	УБТ-178	178	8	1392,8
3	УБТ-108	108	32	2016
Бурильные трубы				
№ секции	Тип	Диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг
1	ПВ 127×13	127	40	1237
2	ПВ 73×8	73	780	17394
3	ПВ 60×8	60	2670	50730

Таблица 17 – Расчеты на прочность бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну

Расчет на статическую прочность при отрыве долота от забоя					
В вертикальном участке ствола					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}, \text{гс/см}^3$	$\gamma_{ст}, \text{гс/см}^3$	Q _б , кгс
1	35,5	3264	1,11	7,85	99584
Σ					99584
Q _{кнбк} , кгс	2806,1	Выполняется условие запаса прочности (n>1,4)			
K	1,15				
ΔP, кгс	15,7				
F _к , мм ²	11689,9				
σ _т , кгс/мм ²	38,7				
Да					
Нет					
Определение максимальной глубины спуска в клиновом захвате и максимальной секции бурильных труб					
№секции	q, кгс/м	l, м	$\gamma_{бр}, \text{гс/см}^3$	$\gamma_{ст}, \text{гс/см}^3$	Q _б , кгс
1	35,5	3264	1,11	7,85	99584
Σ					99584
Q' _{тк} , кгс	186544,3	Максимальная глубина спуска в клиновом захвате, м			<u>2864,7</u>
Q _{кнбк} , кгс	2806,1				
n	1,45				
q _м , кгс/м	35,5				
K _т	1				
K	1,15	Максимальная длина секции бурильных труб, м			<u>6823,3</u>
n	1,45				
F _к , мм ²	11689,9				
σ _т , кгс/мм ²	52,7				

При использовании труб группы прочности Д максимальная длина секции бурильных труб составляет 2569 м. Поэтому было принято решение использовать трубы группы прочности Е. При использовании труб группы прочности К максимальная длина секции бурильных труб составляет 6823,3 м.

В таблице 18 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны [3, 6, 7, 8, 9, 10, 11].

Таблица 18 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	50	349,2 М-ГВУ R 181	104	0,435	Бурение вертикального участка под направление
			Переводник П 171/152	77,8	0,4	
			Калибратор К-349,2 МС	407	1,27	
			УБТ-254	2510,4	8	
			Переводник П 147/171	62,8	0,521	
			ПВ 127×13	1237	40	
			Σ	4399	50,6	
2	50	800	БИТ 222,3 В416 У	42	0,385	Бурение вертикального участка под кондуктор
			Калибратор КЛН-222,3 МС	220	0,873	
			Переводник П 88/102	23	0,42	
			ВЗД Д-195	1380	7,5	
			Обратный клапан КОБ-172	98	0,8	
			УБТ-178	1392,8	8	
			Переводник П 86/102	23	0,42	
			ПВ 73×8	17394	780	
			Переливной клапан ПК-172	75	0,44	
Σ	20650	800				
3	800	2710	БИТ 146 ВТ 610Н	18	0,380	Бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну
			Калибратор КЛН-146 СТ	140	0,255	
			Переводник П 88/102	23	0,42	
			ВЗД Д-127	400	5,45	
			Обратный клапан КОБ-127	49	0,55	
			УБТ-108	2016	32	
			Переводник П 86/102	23	0,42	
			ПВ 60×8	50730	2670	
			Переливной клапан ПК-127	31	0,355	
Σ	53430	2708				
4	2625	2680	БИТ 146/52 В 613 У	42	0,349	Отбор керна
			УКР 114/52 (2 секции)	60	0,39	
			Переводник П 88/102	23	0,42	
			ВЗД Д-127	400	5,45	
			Обратный клапан КОБ-127	49	0,55	
			УБТ-108	2016	32	
			ПВ 60×8	50730	2670	
			Переводник П 86/102	23	0,42	
			Переливной клапан ПК-127	31	0,355	
Σ	53374	2709				

2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы буровых растворов по интервалам: для бурения интервалов под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну – ингибирующий калиевый буровой раствор ИКСИЛ [12].

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы [13].

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 19. В таблице 20 представлен компонентный состав бурового раствора [7], а на рисунке 5 приведена схема очистки бурового раствора.

Таблица 19 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		ΔP , МПа	$P_{пл}$, МПа	Н, м	ρ , г/см ³	$\rho_{бр}$, кг/м ³	$\rho_{гп}$, кг/м ³	К	d, м	
от	до									
0	800	1	9	800	9,81	1200	2425	1,5	0,008	
800	2710	2,8	32,8	2980	9,81	1120	2605	1,5	0,003	
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	800	1,2	30-35	55-65	40-50	8	8-9	2	50-80	15-20
800	2710	1,12	18-22	60-80	24-30	6	8-9	1	15-23	8-12

Таблица 20 – Компонентный состав бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	800	Ингибирующий калиевый буровой раствор ИКСИЛ Бентонит, Na ₂ CO ₃ , KCl, CaCl ₂ , ЭКОПАК R, ЭКОПАК SL, ИКЛУБ, ИКДЕФОМ, ИКСИН – О, ИКД, ИККАРЬ-75/150
800	2710	Ингибирующий калиевый буровой раствор ИКСИЛ Бентонит, Na ₂ CO ₃ , NaOH, KCl, ЭКОПАК R, ЭКОПАК SL, ИКЛУБ, ИКДЕФОМ, ИКСИН – О, ИКД, ИККАРЬ-75/150

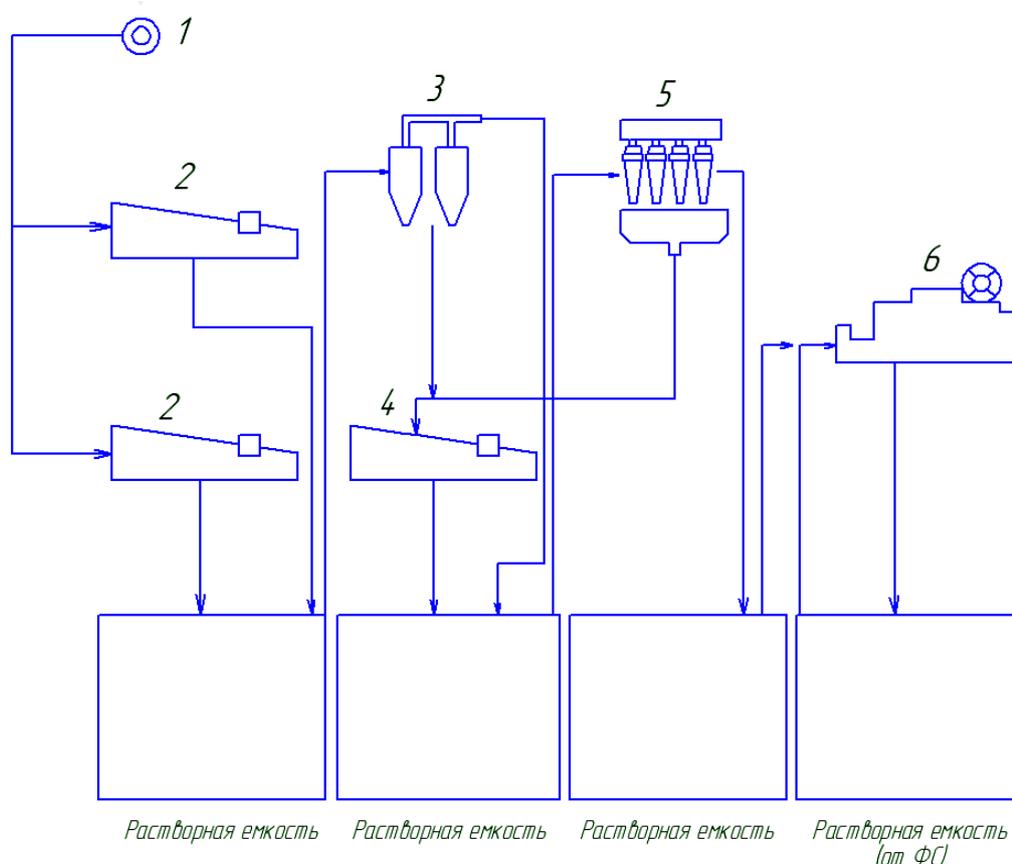


Рисунок 4 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 3 – пескоотделитель ПЦК-360М; 4 – вибросито ВС-1; 5 – илоотделитель ИГ-45; 6 – центрифуга ОГШ-50.

2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Исходные данные для расчета приводятся в таблице 21, а в таблице 22 приводятся результаты расчета гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Таблица 21 – Исходные данные для расчета гидравлической программы промывки скважины

Н (по стволу), м	d_d , м	К	$P_{пл}$, МПа	$P_{гр}$, МПа	ρ_p , кг/м ³
2710	0,146	1,05	29,8	55	2529
Q, м ³ /с	Тип бурового насоса	V_M , м/с	η_p , Па·с	τ_t , Па	$\rho_{пж}$, кг/м ³
0,01	УНБ-600	0,055	0,009	20	1120
КНБК					
Элемент	d_n , м	L, м		d_b , м	
УБТ-108	0,108	32		0,084	
ПВ 60×8	0,06	2680		0,044	

Таблица 22 – Результаты проектирования гидравлической программы промывки скважины

$\rho_{кр}$, кг/м ³	ϕ	d_c , м	$V_{кп}$, м/с	$\Delta P_{зд}$, МПа	ΔP_o , МПа
1700	0,9	0,2281	0,54	11	0,337
ΔP_r , МПа	ΔP_p , МПа	V_d , м/с	Φ , м ²	d, мм	
0,29	3,97	80	0,0002	11,1	
КНБК					
Кольцевое пространство					
Элемент	Рекр	Re кп	Skп	$\Delta P_{кп}$	$\Delta P_{мк}$
УБТ-114	28320	39628	54,3	0,44	-
ПВ 60×8	31562	33127	159,2	3,56	0,22
ВЗД Д-127	1782,4	76321,9	43,7	0,013	-
Внутри труб					
Элемент	Рекр	Re т	λ	ΔP_t	
УБТ-108	25768	34892	0,024	0,068	
ПВ 60×8	38265	23864	0,018	0,043	

2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой скважины требуется произвести отбор керна для исследовательских работ. Интервалы отбора керна, характеристики керноотборного оборудования и параметры режима бурения при отборе керна приведены в таблице 23 [8].

Таблица 23 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2625-2680	УКР-114/52 (2 секции)	7,5	190	26

С увеличением нагрузки на долото процент выноса керна как при роторном, так и при турбинном способе бурения долотами различных диаметров вначале возрастает, а затем имеет тенденцию к снижению.

Максимальный вынос керна, составляющий для серийных колонковых снарядов 80-90%, достигается в зависимости от диаметра бурильных головок при нагрузках 5-10 тонн и оборотах вала 100-200 об/мин [8].

Перед работами по отбору керна забой скважины должен быть очищен от металла и шлама. Бурение начинать с нагрузкой 1-2 тонны, постепенно увеличивая ее после проходки 20-30 см до рекомендуемой величины. Отрыв бурильной головки от забоя в процессе бурения не желателен. Подача инструмента должна быть плавной. Проходка не должна превышать полезной длины колонковой трубы. При переходе из мягких пород в более твердые породы нагрузку на долото увеличивать постепенно. Отрыв керна производить с минимальной скоростью, не прекращая циркуляции. Подъем инструмента производить плавно и без толчков.

При заклинивании инструмента или его осевой вибрации подача должна быть прекращена. Если указанные явления не прекратятся или возобновятся при продолжении подачи, то бурильную головку необходимо поднять.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1. Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Исходные данные к расчету представлены в таблице 24 [1].

Таблица 24 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1900
плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	840	глубина скважины, м	2980
высота столба буферной жидкости h_1 , м	850	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	150
высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1986,667

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

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

На рисунке 5 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

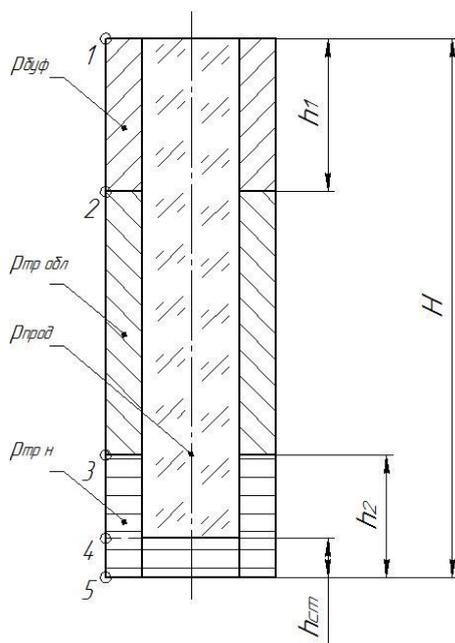


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

В таблице 25 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

Таблица 25 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	850	2610	2700	2710
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,42	8,19	9,35	9,35

В связи с тем, что внутреннее давление в конце эксплуатации флюида ($P_{кв} = 10,41$ МПа) меньше давления при испытании обсадных колонн на герметичность путем снижения уровня жидкости ($P_r = 6,87$ МПа), наиболее опасным является случай в конце эксплуатации [1].

2 случай: конец эксплуатации скважины

На рисунке 6 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

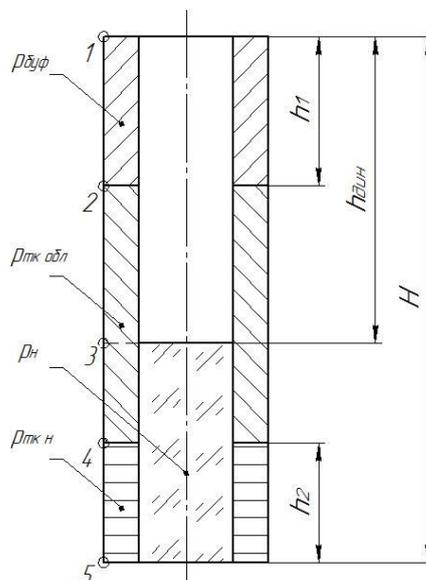


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

В таблице 26 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации нефтяной скважины.

Таблица 26 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в каждой точке в конце эксплуатации нефтяной скважины

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	850	1986,67	2610	2710
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,75	20,46	22,2	23

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 7.



Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

1 случай: при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности) для эксплуатационной колонны.

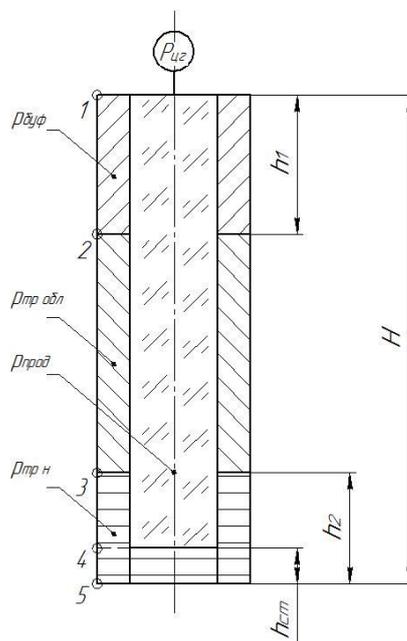


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Максимальное давление в цементировочной головке $P_{цг}$ составляет 18,7 МПа.

В таблице 27 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора.

Таблица 27 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений в каждой точке при цементировании в конце продавки тампонажного раствора

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	850	2610	2700	2710
Внутреннее избыточное давление, МПа	18,7	18,28	10,51	9,34	9,34

2 случай: опрессовка эксплуатационной колонны

На рисунке 9 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

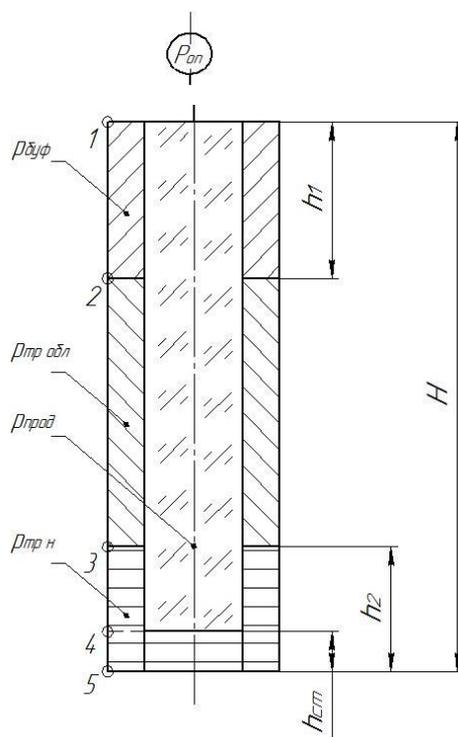


Рисунок 9 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны
 Давление опрессовки $P_{оп}$ составляет 15 МПа.

В таблице 28 представлены результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны.

Таблица 28 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке эксплуатационной колонны

Номер точки	1	2	3	4	5
Глубина расположения точки, м	0	850	2610	2700	2710
Внутреннее избыточное давление, МПа	15	14,58	13,61	13,04	13,04

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 10.

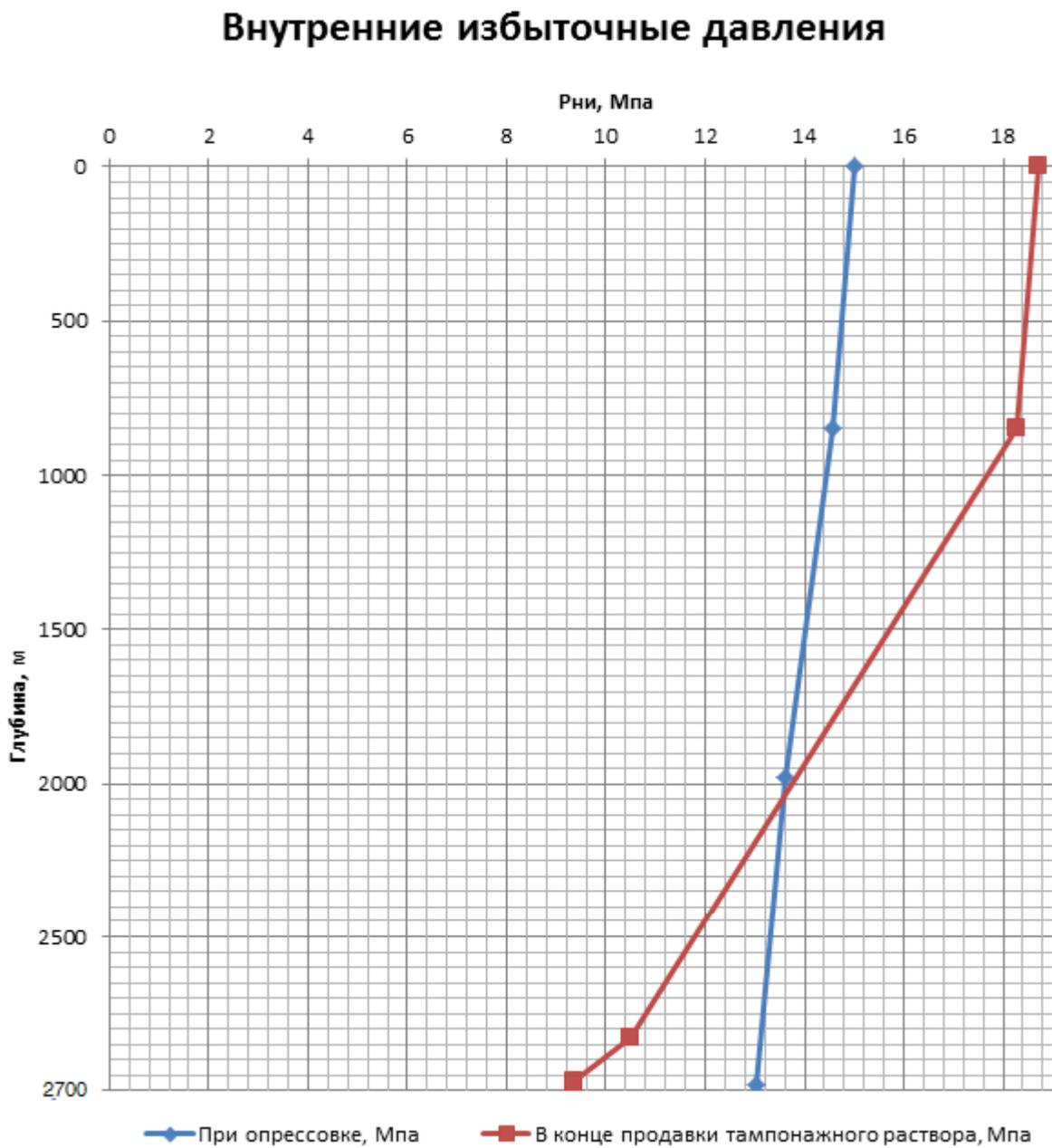


Рисунок 10 – Эпюра внутреннего избыточного давления

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 29 [1].

Таблица 29 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1м трубы	секций	суммарный	
1	Д	9,5	30	32,74	982,2	982,2	2710-2680
2	Д	7,7	830	27,03	22434,9	23417,1	2680-1850
3	Д	7	300	24,79	7435,8	30852,9	1850-1550
4	Д	6,5	900	23,05	20746,8	51599,7,	1550-650
5	Д	7	220	24,79	5452,92	57052,62	650-430
6	Д	7,7	250	27,03	6757,5	63810,12	430-180
7	Д	8,5	180	29,58	5324,4	69134,52	180-0

2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (1)$$

45,99 < 55,87 МПа. Условие (1) выполняется, следовательно, проектируется прямое двухступенчатое цементирование (глубина скважины 2980 метров) с цементированием без разрыва во времени. Муфта двухступенчатого цементирования устанавливается на глубине 1550 м от устья скважины.

2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 30.

Таблица 30 – Объём тампонажной смеси и количество составных компонентов

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м ³	Масса тампонажной смеси для приготовления требуемого объёма тампонажного раствора, кг	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м ³
Первая ступень			
$\rho_{тр}=1900 \text{ кг/м}^3$	2,9	4041	3,2
$\rho_{тробл}=1500 \text{ кг/м}^3$	34,9	27918	11,2
Вторая ступень			
$\rho_{тробл}=1500 \text{ кг/м}^3$	17,6	14095	5,7
Сумма	55,4	46054	20,1

2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Объём буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Расчётный объём, м ³
Буферная (первая ступень)	19,5
Буферная (вторая ступень)	21,2
Буферная (сумма)	40,7
Продавочная (первая ступень)	24
Продавочная (вторая ступень)	22,1
Продавочная (сумма)	46,1

2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 11 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости (для первой ступени).

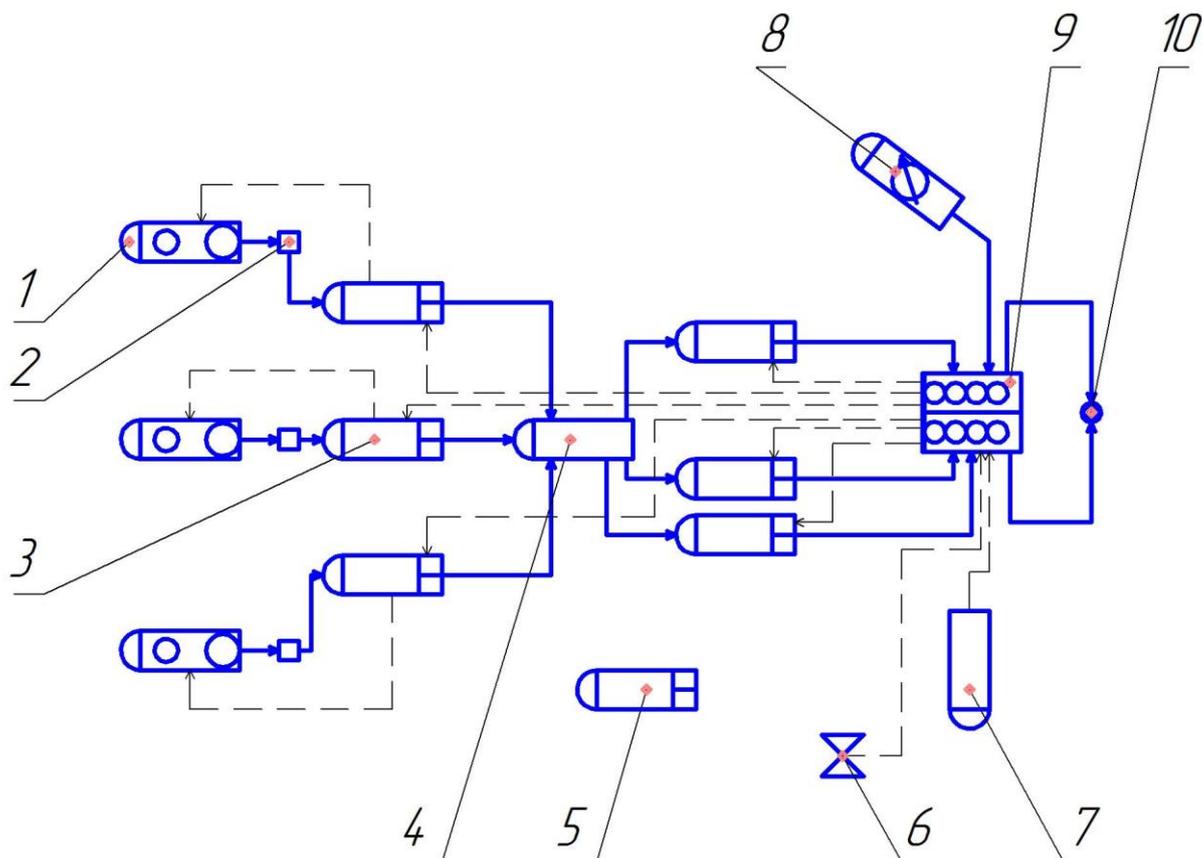


Рисунок 11 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16;
- 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;
- 10 – устье скважины

На рисунке 12 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости (для второй ступени).

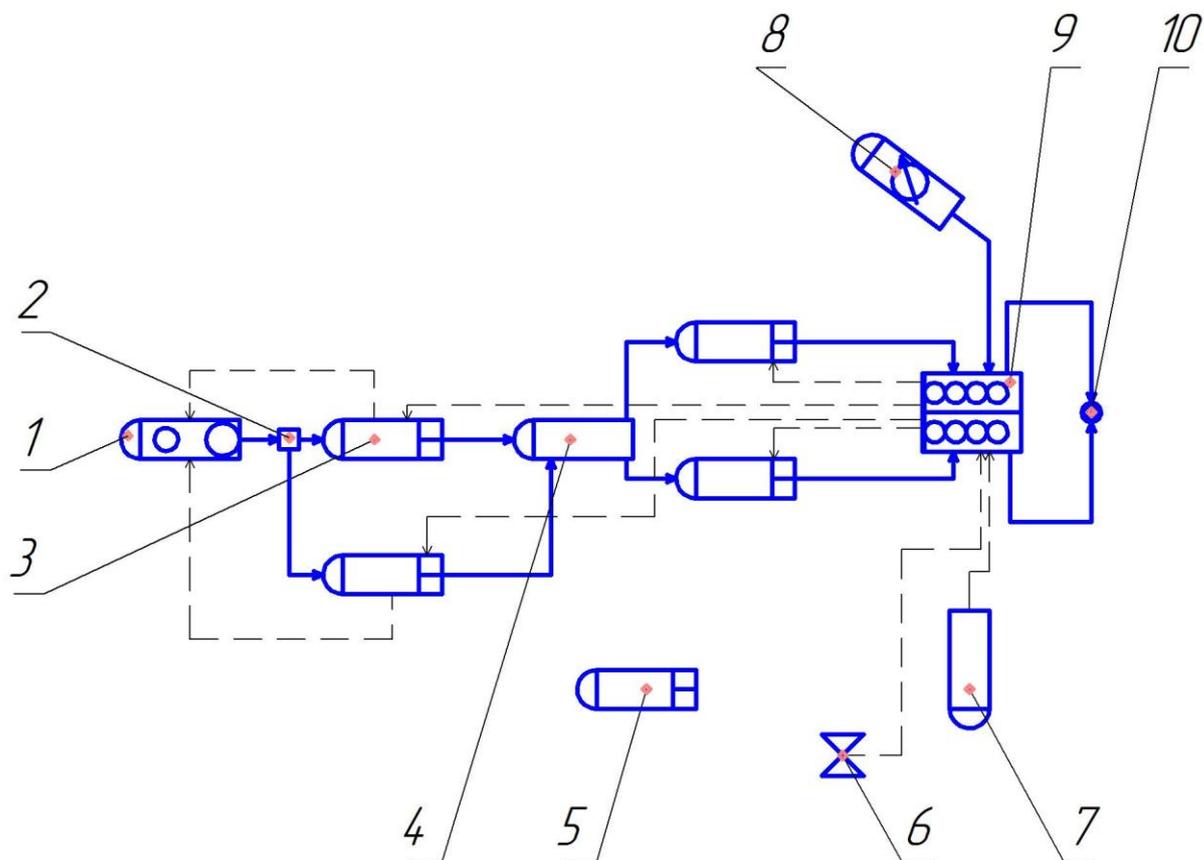


Рисунок 12 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
- 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16;
- 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;
- 10 – устье скважины

2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси

Графики изменения давления на цементирующей головке представлены на рисунках 11,12 (для первой и второй ступени соответственно).

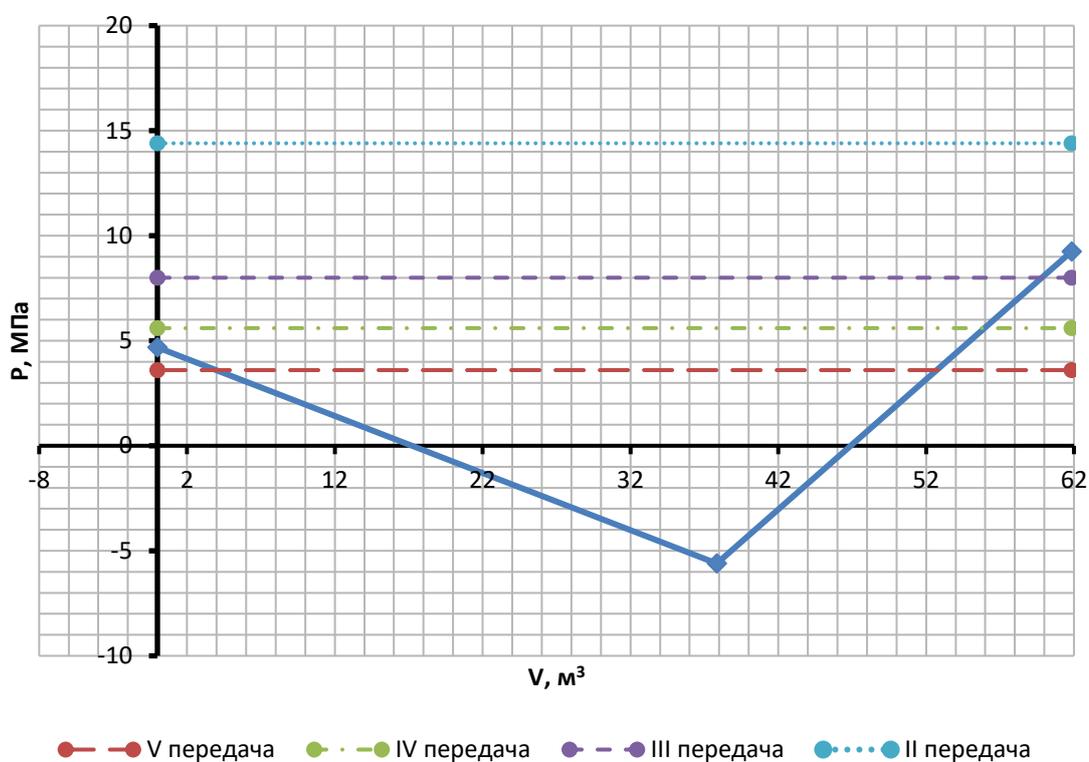


Рисунок 13 – График изменения давления на цементирующей головке

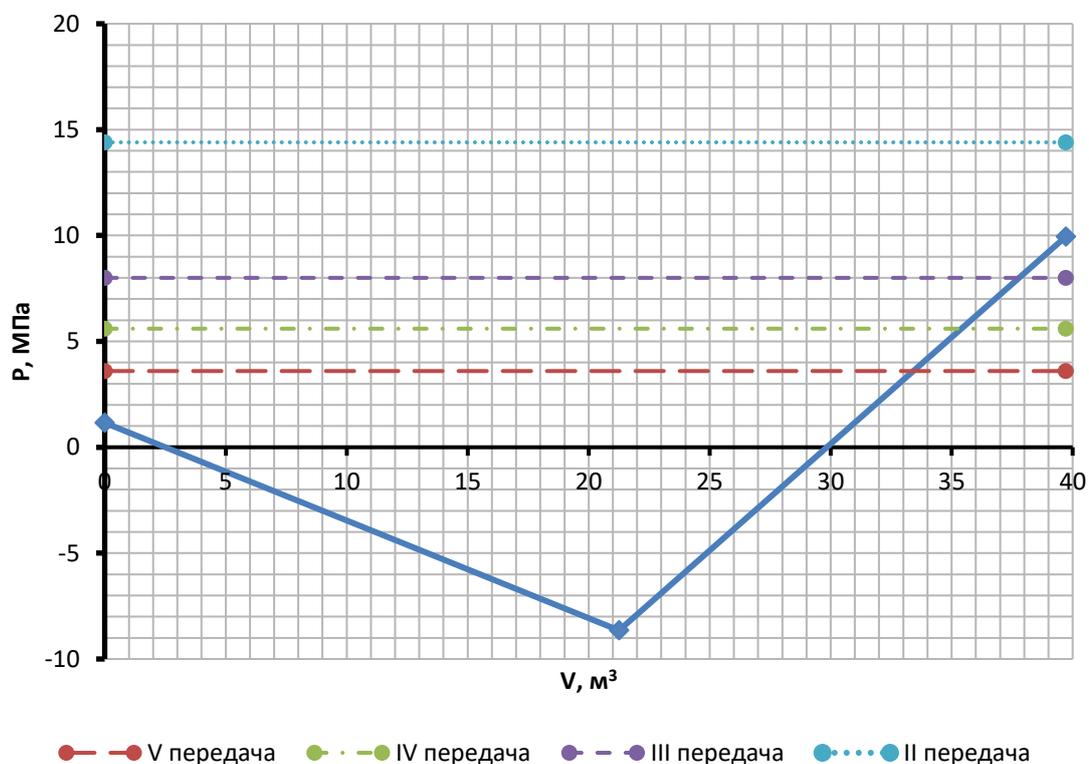


Рисунок 14 – График изменения давления на цементирующей головке

В таблице 31 приведены сводные данные о режимах работы цементировочных агрегатов.

Таблица 31 – Режимы работы цементировочных агрегатов

Скорость агрегата	Объем раствора, закачиваемого на данной скорости, м ³
I ступень	
V	52,4
IV	3,6
III	4
II	1,8
II ступень	
V	33,5
IV	2
III	2,5
II	1,7

Общее время закачки и продавки тампонажного раствора $t_{\text{цсм}}$ составляет 35 мин для первой ступени и 28 минут для второй ступени.

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование технологической оснастки [1, 8]:

- башмак типа БКМ-114 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД-Т114-ОТТМ;
- муфта ступенчатого цементирования МСЦ-114;
- разделительные пробки ПРП-Ц-114/146;
- центраторы ЦЦ-1-114/146 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 32).

Таблица 32 – Интервалы установки и количество применяемых центраторов

Интервал установки, м	Обозначение	Количество, шт.
650-2980	ЦЦ-1-114/146	179

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для герметизации устья скважины используется фонтанная арматура типа АФК1 – 65х21.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта проектируется использовать кумулятивный перфоратор . Интервал перфорации составляет 1,7 м. Поскольку мощность пласта составляет 50 м по вертикали, то требуется не менее тридцати спусков перфоратора для полного вскрытия пласта.

Вызов притока на данной скважине будет производиться при помощи свабирования. Свабирование - способ освоения скважин методом снижения уровня жидкости (рисунок 15).

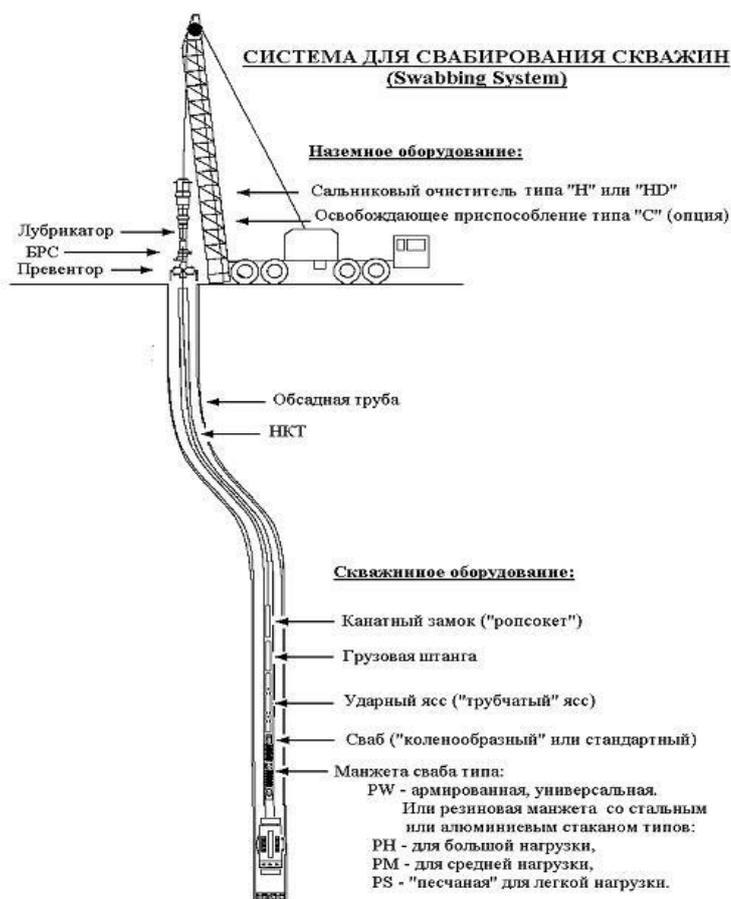


Рисунок 15 – Схема системы для свабирования скважин

2.5. Выбор буровой установки

В таблице 33 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины [9].

Таблица 33 - Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка УРАЛМАШ 3200/200 ДЭР-М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	65,4	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	3,1
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	68,5	$Q_{об} / [G_{кр}]$	2,9
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	89,1	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	2,2
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, т ($Q_{вלב}$)	150	$K_{по} = P_o / P_{бо}$ ($K_{по} > 1,25$)	3,18
Вес бурильной колонны, т ($Q_{бк}$)	70,3		
Вес обсадной колонны, т ($Q_{ок}$)	75,3		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата ($K_{п}$)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т ($Q_{бр}$)	55,6		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² ($F_{бо}$)	475,5		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
2	47	268	
3	30	171	
4	18	103	

3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Конструкция калибратора

Калибратор используют для калибровки ствола скважины, в абразивных породах до номинального диаметра при износе долота, а так же для улучшения работы и центрирования долота и нижней части компоновки бурильной трубы.

Калибратор устанавливается для того, чтобы получить ствол скважины с максимально эффективным диаметром.

В зависимости от конструктивных особенностей калибраторов, они делятся на лопастные и шарошечные.

Лопастные калибраторы подразделяются на прямые спиральные.

В этой спецвопросе рассматриваем разные точки между спиральными лопастными зарубежными и отечественными калибраторами.

3.1 Русские спиральные калибраторы

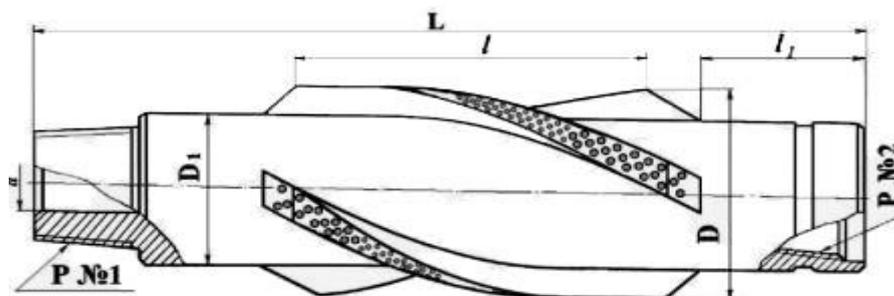


Рисунок 16- Спиральные калибраторы ОАО «Завод Сибнефтегазмаш»

Таблица 34-Технические характеристики калибратора спирального

№ п/п	Обозначение	D, мм	D ₁ , мм	d, мм	L, мм	l, мм	l ₁ , мм	Резьба Р№1	Резьба Р№2	Масса, кг
								ГОСТ 28487-90	ГОСТ 28487-90	
1	КЛСВ 295,3 СТ	295,3	210	100	945	404	225	3-152	3-152	282,3
2	К 311,1 СТ	311,1	219	100	945	404	225	3-152	3-152	312,2

3.2 Спиральные калибраторы Испании

Таблица 35-Технические характеристики калибратора Испании производства «TECSO S.A.»

Серия	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина общая, мм	Длина лопастей, мм	Резьбы, мм	Масса, кг
Reamer 295,3	295,3	95	1250	525	3-152	360
Reamer 311,1	311,1	95	1340	675	3-174	410



Рисунок 17- калибраторы Турции

3.3 Немецкие спиральные калибраторы

Таблица 36-Технические характеристики немецкого спирального калибратора ОАО «Kingwell»

Серия	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина общая, мм	Длина лопастей, мм	Резьбы, мм	Масса, кг
Calibrator 295,3	295,3	100	1100	492	3-147	320
calibrator 311,1	311,1	100	1227	600	3-171	350



Рисунок 18- Немецкие калибраторы

3.4 Вьетнамские калибраторы

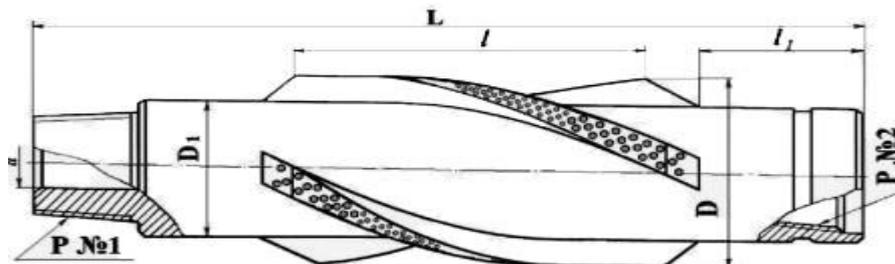


Рисунок 18- Схема вьетнамского калибратора

Таблица 37-Технические характеристики вьетнамского спирального калибратора СП «Вьетсовпетро»

№	Серия	D, мм	D ₁ , мм	d, мм	L, мм	l, мм	l ₁ , мм	l ₂ , мм	Резьба №1, мм	Резьба №2, мм	Масса , кг
1	КЛС-295,3	295, 3	20 3	71	154 0	50 0	54 0	40 0	203	203	410
2	КЛС-311,1	311, 1	20 4	71	155 0	51 0	54 0	40 0	204	204	475



Рисунок 19- Вьетнамский калибратор на СПБУ ТамДао 03

В результате сравнения и анализа русских и зарубежных конструкций калибраторов по следующим параметрам: наружный диаметр, внутренний диаметр, общая длина, длина лопастей, масса, мы замечаем то, что наши калибраторы не отличаются какими-то особыми свойствами, но тем не менее они очень подходят для нашей местности.

Т.к нефть в России как правило не приурочена к большой глубине и горные породы не всегда твердые и устойчивые.

Имеющаяся длина калибратора обеспечивает сохранность и стабилизацию калибрования ствола скважины. А толщина обеспечивает устойчивость калибратора.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Панову Александру Вячеславовичу

Институт	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 “Нефтегазовое дело”

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Панов Александр Вячеславович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Структура и организационные формы работы ОАО «Сургутнефтегаз» представлены на рисунке 20.

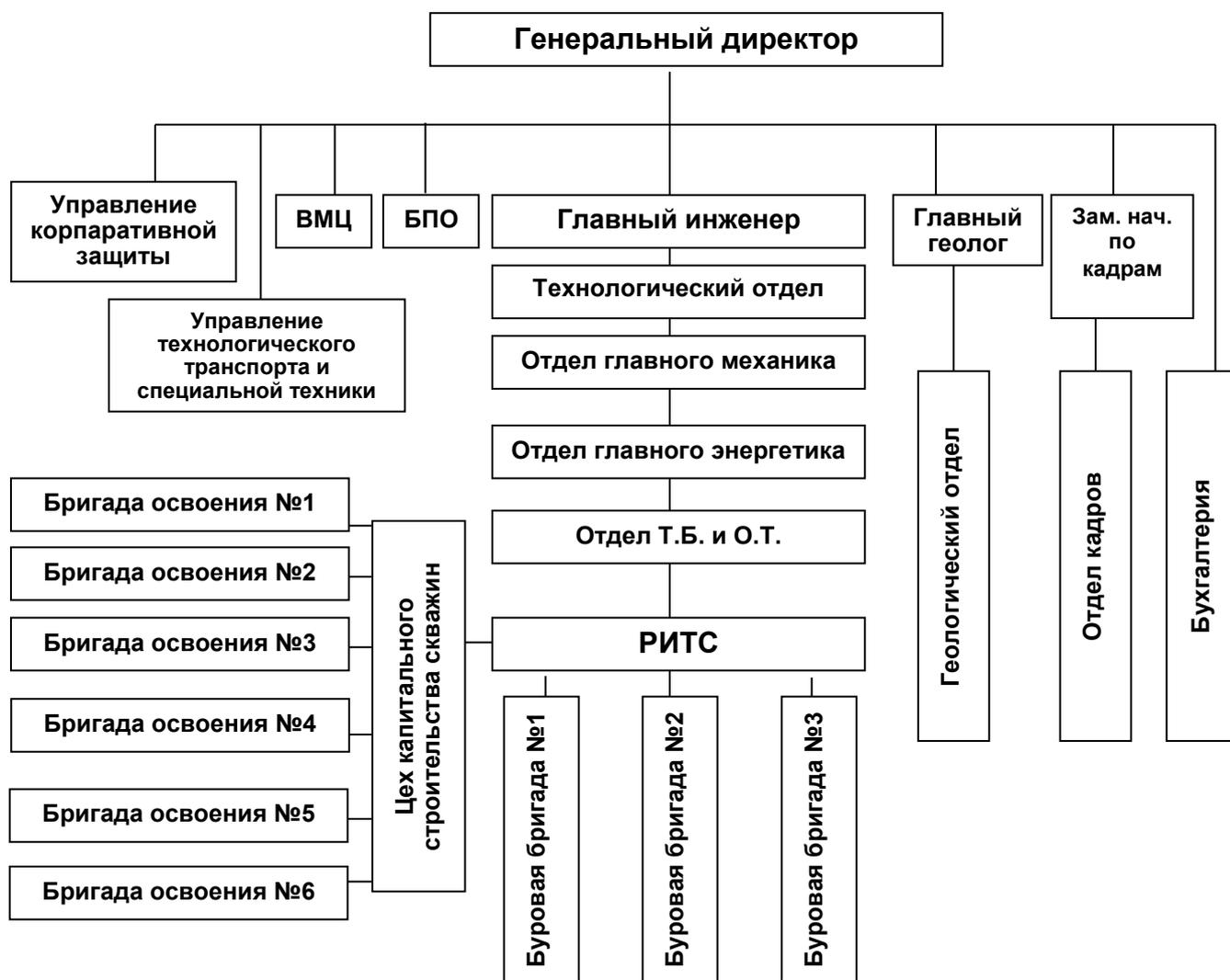


Рисунок 20 – структура и организационные формы работы ОАО «Сургутнефтегаз»

4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственным процессам:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ. Продолжительность строительно-монтажных работ составляет 30 суток. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъёмных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ связанных с креплением и цементированием скважин.

Время подготовительно-заключительных работ к бурению составляет 4 суток. Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \text{ час,} \quad (2)$$

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;
 h – величина нормативной пачки, метр.

При расчёте нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (3)$$

$$N_{\text{под}} = \frac{N_{\text{сп}} + (n \cdot h)}{L}, \quad (4)$$

$$T_{\text{сп}} = \frac{(N_{\text{сп}} \cdot T_{1\text{св}})}{60\text{час}}, \quad (5)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{(N_{\text{под}} \cdot T_{1\text{св}})}{60\text{час}}, \quad (6)$$

где $N_{\text{сп}}$, $N_{\text{под}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;
 $T_{\text{сп}}$, $T_{\text{под}}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;
 $T_{1\text{св}}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

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

Время бурения скважины длиной (по стволу) 2710 метров составляет 519,9 часов (механического бурения), время СПО составит 15,49 часов.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 14 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 26,16 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час}, \quad (7)$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_p = A / (t_M + t_{\text{спо}}) \text{ м/час}, \quad (8)$$

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

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_k = (H * 720) / T_k \text{ м/ст.мес}, \quad (9)$$

где T_k – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (10)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины.

Составляется нормативная карта (таблица 38).

Таблица 38 - Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, ч	СПО и прочие работы, ч	Всего, ч
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1м, ч					
Бурение под направление	349,2 М-ГВУ R 181	0	50	400	0,03	50	0,13	1,5	0,1	1,6
Проработка (ЕНВ)										0,02
Наращивание (ЕНВ)										0,24
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,06
Установка и вывод УБТ за палец										0,23
Крепление (ЕНВ)										22
Смена обтираторов										0,33
Ремонтные работы										0,96
Смена вахт (ЕНВ)										0,24
Итого:										27,38
Бурение под кондуктор	БИТ 222,3 В416 У	50	800	3000	0,1	750	0,25	75	1,59	76,59
Промывка (ЕНВ)										0,26
Наращивание (ЕНВ)										6,78
Смена долот (ЕНВ)										0,54
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,37
Сборка и разборка										1,59

Продолжение таблицы 38

Установка и вывод УБТ за палец										0,68
Крепление (ЕНВ)										55
ПГИ (ЕНВ)										5,18
Смена обтираторов										0,83
Ремонтные работы										5,17
										1,28
Продолжение таблицы 48										154,27
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 146 ВТ 610Н	800	2710	3000	0,12	2180	0,73	261,6	2,9	264,5
Бурение		800	942		0,12	142		17,04	3,1	20,14
Бурение		942	2442		0,12	1500		180	3,8	183,8
Бурение		2442	2710		0,1	538		53,8	4	57,8
Промывка (ЕНВ)										9,27
Наращивание (ЕНВ)										19,2
Смена долот (ЕНВ)										0,81
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,37
Сборка и разборка										3,18
Установка и вывод										7,48
Крепление (ЕНВ)										86,5
ПГИ (ЕНВ)										27,52
Смена обтираторов										2
Проверка ПВО										18
Ремонтные работы										16,3
Смена вахт (ЕНВ)										4
Итого:										721,87
Итого по колоннам:										1013,75

Продолжение таблицы 38

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины, сутки										26,4
Проектная коммерческая скорость, м/ст-м										4468
Продолжительность пребывания турбобура на забое, %										0,7

Линейно-календарный график представлен в таблице 39

Таблица 39 - Линейно-календарный график

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участвовавшие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажные работы		■											
Буровые работы			■										
Освоение				■									

4.2. Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Таблица 40 - Сметная стоимость скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, тыс. руб.
		Ед. изм.	Количество		
ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ					
1	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	- проектно-сметные работы				3348,8
	- буровые работы	м	2526		164190
	Итого полевых работ: Σ_1				167538,8
	- организация полевых работ	%	1,2	от Σ_1	2010,5
	- ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ_1	2513,1
	Итого основных расходов: Σ_2				172062,3
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	- транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ_2	34412,47
	- строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ_2	22368,11
Итого себестоимость проекта: Σ_3				228842,9	
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	14	от Σ_2	24088,7
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	от Σ_2	25809,35
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- производственные командировки	%	0,8	от Σ_1	1340,31
	- полевое довольствие	%	3	от Σ_2	5161,87
	- доплаты	%	8	от Σ_2	13764,99
	- охрана природы	%	5	от Σ_2	8603,12

5	РЕЗЕРВ	%	10	от Σ_3	2884,2922
ИТОГО сметная стоимость					280597,5
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)					331105,05

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б3Б	Панову Александру Вячеславовичу

Институт	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 “Нефтегазовое дело”

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2710м. на нефтяном месторождении (ХМАО)
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность	5.1. Производственная безопасность 5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 5.1.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов
2. Экологическая безопасность	5.2. Экологическая безопасность 5.2.1. Охрана атмосферного воздуха 5.2.2. Охрана поверхностных и подземных вод 5.2.3. Охрана окружающей среды при складировании отходов промышленного производства 5.2.4. Объемы отходов бурения 5.2.5. Охрана недр 5.2.6. Охрана земельных и растительных ресурсов
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	5.3. Источники чрезвычайных ситуаций при бурении скважин

Перечень расчетного и графического материала:

Расчет объемов отходов бурения

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.02.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Б	Панов Александр Вячеславович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Темой данной выпускной квалификационной работе бакалавра является разработка технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2710 метров на нефтяном месторождении ХМАО.

Проектируемые работы проводятся на открытой площадке, характер рельефа – равнинный, высокая заболоченность. Административно район строительства расположен в ХМАО в Сургутском районе. Местность характеризуется высокой продолжительностью зимнего периода (около 188 суток), среднегодовая температура составляет минус 1,9°С.

Целями составления настоящего раздела является принятие проектных решений, исключая несчастные случаи в производстве и снижение вредных воздействий на окружающую среду.

5.1. Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных

производственных факторов (ОВПФ) представлена в таблице 41 [15].

Таблица 41 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении буровых работ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Бурение	<ol style="list-style-type: none"> 1. повышенный уровень шума на рабочем месте 2. повышенный уровень вибрации 3. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки 	<ol style="list-style-type: none"> 1. движущиеся машины и механизмы 2. давление в системах работающих механизмов и трубопроводах 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.1.003–83, СН 2.2.4/2.1.8.562–96, ГОСТ 12.2.003–91 2. ГОСТ 12.1.012–90, СН 2.2.4/2.1.8.566 3. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96
СПО	<ol style="list-style-type: none"> 1. повышенный уровень шума на рабочем месте 2. повышенный уровень вибрации 3. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки 	<ol style="list-style-type: none"> 1. движущиеся машины и механизмы 2. работа на высоте 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.1.003–83, СН 2.2.4/2.1.8.562–96, ГОСТ 12.2.003–91 2. ГОСТ 12.1.012–90, СН 2.2.4/2.1.8.566 3. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96
Крепление ОК	<ol style="list-style-type: none"> 1. повышенный уровень шума на рабочем месте 2. повышенный уровень вибрации 3. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки 	<ol style="list-style-type: none"> 1. движущиеся машины и механизмы 2. работа на высоте 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.1.003–83, СН 2.2.4/2.1.8.562–96, ГОСТ 12.2.003–91 2. ГОСТ 12.1.012–90, СН 2.2.4/2.1.8.566 3. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96
Приготовление и очистка БР	<ol style="list-style-type: none"> 1. повышенный уровень шума на рабочем месте 2. повышенный уровень вибрации 3. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки 4. повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны 5. вредные вещества 	<ol style="list-style-type: none"> 1. движущиеся машины и механизмы 2. давление в системах работающих механизмов и трубопроводах 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.1.003–83, СН 2.2.4/2.1.8.562–96, ГОСТ 12.2.003–91 2. ГОСТ 12.1.012–90, СН 2.2.4/2.1.8.566 3. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96 4. ГОСТ 12.1.005-88, СП 60.13330.2012 5. ГОСТ 12.1.007–76
Ремонтные работы	<ol style="list-style-type: none"> 1. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки 2. недостаточная освещенность рабочих мест и подходов к ним 	<ol style="list-style-type: none"> 1. движущиеся машины и механизмы 2. давление в системах работающих механизмов 	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОСТ 12.2.003–91, ПБ 03-576-2003 2. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96

5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

а) Повышенный уровень шума на рабочем месте. Источниками шума на буровой являются: силовой привод, ДЭС, буровые насосы, различные движущиеся машины и механизмы. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности».

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- применение коллективных средств защиты (планово-предупредительные ремонты, смазки, кожухи, установка экранов, кабин, звукоизоляции, звукопоглощения, глушителей);
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем) защиты работающих от действия шума относятся средства коллективной защиты, такие как: кожухи, глушители шума; средства индивидуальной защиты.

б) Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. Источниками вибрации на буровой являются: силовой привод, ДЭС, буровые насосы, различные движущиеся машины и механизмы. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.029-80 . Мероприятия по устранению вибрации:

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

в) Пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны регламентируются ГОСТ 12.1.005-88. К методам защиты работающих относят спецодежду, использование укрытий.

г) Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, ДЭС, хим. реагенты. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.2.4.548–96. К методам защиты работающих относятся контроль воздушной среды, установка стационарных сигнализаторов, использование СИЗОД.

д) Вредные вещества. Источником воздействия токсичных вредных веществ на буровой является, в первую очередь, работа с хим. реагентами для приготовления бурового раствора. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.007-76. К методам защиты работающих относятся средства индивидуальной защиты.

е) Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. 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.

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

а) Движущиеся машины и механизмы. Наибольшую опасность представляет работа с буровой лебедкой, силовыми приводами, механизмами очистки бурового раствора, а также СПО. Безопасность при работе с движущимися машинами и механизмами следует обеспечивать, ориентируясь на ПБ 08-624-03.

б) Давление в системах работающих механизмов и трубопроводах. Особое внимание следует уделять работе с циркуляционной системой, где давление жидкости достигает значительных величин, вследствие чего авария

может привести к человеческим жертвам. Безопасность при работе с оборудованием, работающим под давлением, следует обеспечивать, ориентируясь на ПБ 10–115–96 и ПБ 03-576-2003.

в) Работа на высоте. К высотным работам на буровой относят работу верхового при СПО, различный ремонт буровой вышки. Безопасность при высотных работах должна регламентироваться по ПОТ Р М-012-2000. К методам защиты работающих относятся средства индивидуальной защиты.

5.1.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов

Буровые установки должны быть оснащены механизмами, приспособлениями и устройствами в соответствии с "Нормативами оснащения объектов нефтяной и газовой промышленности механизмами, приспособлениями и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации", «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08624-03), утвержденными постановлением Госгортехнадзора России № 56 от 05.06.03 г.

Для организации безопасного ведения работ при строительстве скважин и обеспечения безопасности работающих на случай пожара инженерно-технический и рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты и спецодеждой.

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо оснастить буровые установки техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы.

Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины, инженерно-технический и рабочий персонал должен быть обеспечен нормативно-технической документацией по пожарной безопасности.

Рабочий персонал при строительстве скважины должен быть обеспечен нормативно-технической документацией по безопасности труда, разработанной и утвержденной на данном предприятии.

5.2. Экологическая безопасность

5.2.1. Охрана атмосферного воздуха

Загрязнение атмосферного воздуха в период производства работ будет происходить от работающих самоходной техники, дизельных установок, котельной и при сжигании флюидов, получаемых в результате испытания скважин. Для сокращения выбросов в проекте предусмотрены ограничения по продолжительности испытания в соответствии с РД 153-39.0-109-01, гидрозатворы и поддоны в выхлопных коллекторах. Общие правила охраны атмосферного воздуха должны соответствовать ГОСТ 17.0.0.02-79.

5.2.2. Охрана поверхностных и подземных вод

Потенциальное воздействие на подземные воды заключается в проникновении загрязнителей, как с дневной поверхности, так и в процессе бурения и испытания скважины через ее ствол. Протекающие или аварийные резервуары, ливневые стоки с пром. площадки могут привести к миграции загрязнителей в подземные воды. Для предотвращения этих явлений предусматривается обваловка по периметру буровой площадки, а также гидроизоляция амбаров. Водозабор обустраивается зоной санитарной охраны строгого режима. Общие правила охраны водных объектов суши (водоемов, водотоков и подземных вод) от загрязнения при бурении должны соответствовать ГОСТ 17.1.3.12-86.

5.2.3. Охрана окружающей среды при складировании отходов промышленного производства

Буровой шлам образуется в процессе бурения. Для нейтрализации шлама используется сульфат алюминия и ПАА. В ходе рекультивации производится отверждение шлама цементом (40-50 % от объема). Прочность цементного камня достигает 6-7 кг/м². Размещение бурового шлама

производится в грунтовом шламонакопителе. В ходе работ металлолом собирается на специальной площадке. Площадка оборудована дощатым покрытием.

Древесные отходы образуются при лесосведении при обустройстве площадки. Хранятся на специальной площадке. Сжигаются на площадке сжигания продуктов испытания в пожаробезопасный период.

Для сбора отработанных горюче-смазочных материалов оборудуются 3 металлические емкости объемом по 1 м³ под каждый вид масла. Емкости размещаются на складе ГСМ. Сжигаются совместно с продуктами испытания.

ТБО размещается в 4-х металлических контейнерах объемом по 1 м³. Контейнеры размещаются на бетонированных площадках размерами 2х3 м. На площадке устанавливается по два контейнера под горючие и негорючие отходы. Горючие отходы сжигаются на площадке для сжигания продуктов испытания. Негорючие ТБО размещаются в грунтовом шламонакопителе. Для сбора и утилизации продуктов испытания устраивается ловушка в пониженной части рельефа в 100 м от устья скважины. Ловушка обваловывается привозным грунтом высотой не менее 0,8 м и шириной поверху не менее 0,5 м. По дну ловушки устраивается противодиффузионный экран. Общие правила утилизации отходов должны соответствовать ГОСТ Р 52108-2003.

5.2.4. Объемы отходов бурения

В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: БШ, ОБР, БСВ.

С целью сокращения объемов наработки бурового раствора, а следовательно, уменьшения объема ОБР, подлежащего обезвреживанию и утилизации, предусмотрена четырех ступенчатая система очистки бурового раствора от выбуренной породы.

Рассчитывается количество отходов в процессе бурения и освоения.

Объем выбуренной породы при строительстве скважины определяется по формуле:

$$V = V_n + V_K + V_{ЭК}, \quad (11)$$

где V_n – объем выбуренной породы при бурении скважины под направление;
 V_K – объем выбуренной породы при бурении скважины под кондуктор;
 $V_{ЭК}$ – объем выбуренной породы при бурении скважины под эксплуатационную колонну.

Объем выбуренной породы при бурении интервала определяется по формуле:

$$V = 0,785 \cdot D_{СКВ}^2 \cdot K \cdot H, \quad (12)$$

где $D_{СКВ}$ – диаметр скважины, м; K – коэффициент кавернозности; H – длина интервала.

Тогда при бурении скважины под направление:

$$V_K = 0,785 \cdot 0,3492^2 \cdot 1,2 \cdot 50 = 5,74 \text{ м}^3$$

Тогда при бурении скважины под кондуктор:

$$V_K = 0,785 \cdot 0,2223^2 \cdot 1,17 \cdot (800 - 50) = 34,24 \text{ м}^3$$

Тогда по формуле (6):

$$V = 5,74 + 34,24 + 38,88 = 78,86 \text{ м}^3$$

Определяется объем шлама по формуле:

$$V_{Ш} = 1,2 \cdot 1,052 \cdot 1,1 \cdot V, \quad (13)$$

где 1,2 – коэффициент учитывающий разуплотнение породы;
1,052 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе, илоотделителе и центрифуге;
1,1 – коэффициент, учитывающий увеличение объема шлама за счет влагосодержания.

$$V_{Ш} = 1,2 \cdot 1,052 \cdot 1,1 \cdot 78,86 = 109,5 \text{ м}^3$$

Исходя из опыта бурения скважин объем ОБР и БСВ в сумме составляет примерно 115 – 120% от объема бурового шлама.

$$V_{ОБР} + V_{БСВ} = 1,20 \cdot V_{Ш} \quad (14)$$

$$V_{ОБР} + V_{БСВ} = 1,2 \cdot 109,5 = 131,4 \text{ м}^3$$

5.2.5. Охрана недр

Проникновение проектируемого промывочного раствора на значительное расстояние от ствола скважины недопустимо. При проходке скважины в интервалах водоносных отложений, перспективных для организации хоз. питьевого водоснабжения, должен использоваться глинистый раствор без опасных примесей. Должны быть определены зоны возможных осложнений и предусмотрены мероприятия по их предупреждению и ликвидации. Общие правила охраны водных объектов суши (водоемов, водотоков и подземных вод) от загрязнения при бурении должны соответствовать ГОСТ 17.1.3.12-86.

5.2.6. Охрана земельных и растительных ресурсов

В процессе строительства скважин основные виды воздействия на земельные ресурсы и растительный мир:

- а) уничтожение растительного покрова на территории площадки разведочной скважины, в полосах временных дорог для перемещения буровой установки;
- б) смена видового состава лесных насаждений;
- в) механические повреждения растительного покрова при перемещении техники и транспорта;
- г) рост пожароопасности в результате захламленности порубочными остатками.

Подготовительные, монтажные работы, перетаскивание техники должно осуществляться в зимний период, что позволит избежать воздействия на почвенный покров. В летний период – передвижение только по внутри объектным дорогам. Для снижения пожароопасности предусматривается согласование с лесхозом порядок и время сжигания нефти при аварийных ситуациях; обеспечение нефтегазоразведочных бригад средствами пожаротушения, создание рабочих пожарных бригад. Общие требования к контролю и охране почв должны соответствовать ГОСТ 17.4.3.04-85.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Степень риска при строительстве скважины оценена в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 М., «Методическим указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов» ГУП НТЦ «Промышленная безопасность» утвержденное Госгортехнадзором 10.07.01. и «Положения о классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», утвержденного постановлением Правительства РФ 13 сентября 1996г.

Источниками чрезвычайных ситуаций при бурении скважин является открытый газовый или нефтяной фонтан из скважины, так как он способен привести к разрушению буровой установки и созданию опасных условий для обслуживающего персонала и относится по классификации к аварии.

По признаку опасности строительство данной скважины относится к опасному производственному объекту, в части возможности открытого газового или нефтяного фонтана.

Вероятность возникновения аварийной ситуации снижается системой мер, предусмотренных в противопожарных мероприятиях, кроме того, снижению степени риска открытого фонтанирования скважин способствуют технические решения, заложенные в проект.

Достаточность разработанных технических, технологических и организационных мер, заложенных в проекте, а также готовность предприятия совместно с местной военизированной противofонтанной службой к локализации и ликвидации как самого открытого фонтана, так и последствий самой аварии сводят к минимуму возможность возникновения чрезвычайной ситуации.

Заключение

В этом дипломном проекте, а именно в общей и геологической части, представлены, геологические условия бурения, содержание нефтепродуктов, зоны возможных осложнений.

Затем мы уже выбрали и обосновали метод бурения, дизайн и профиль проекта, метод бурения. Были рассчитаны буровые и обсадные колонны, цементирование скважин. Вопросы безопасности в рабочей зоне, защита окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

В организационно-экономической части отражены структура и организационные формы бурового предприятия, рассчитана расчетная стоимость строительства скважины, предлагается реальный план организационных и технических мероприятий для повышения производительности труда и снижения стоимости работ.

В специальной части дипломного проекта рассматривается анализ дизайна и характеристики зарубежных и российских калибраторов.

Список использованных источников

- 1) Ковалев А. В., Епихин А. В. Выпускная квалификационная работа бакалавра. Методические указания к выполнению выпускной квалификационной работы для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 83 с.
- 2) Епихин А. В., Ковалев А. В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: методич. указания. – Т.: Издательство Томского политехнического университета, 2016, 152 с.
- 3) Самохвалов М. А., Ковалев А. В., Епихин А. В. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 55 с.
- 4) В. И Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. – Томск, 2016. – 24 с.
- 5) Овчинников В. П., Грачев С. И., Фролов А. А. (ред). Справочник бурового мастера в 2-х т. М.: «Инфра-Инженерия», 2006. – 608 с.
- 6) Абубакиров В. Ф., Буримов Ю. Г., Гноевых А. Н., Межлумов А. О., Близиюков В. Ю. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО «Издательство Недр», 2003-494 с.
- 7) Калинин А. Г., Левицкий А. З., Никитин Б. А. Технология бурения разведочных скважин на нефть и газ: Учебник для вузов - М.: Недр, 2014. - 440с.
- 8) Калинин А. Г., Никитин Б. А. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник; – М.: Недр, 1997. – 648 с.: ил.
- 9) Рязанов В. И. Направленное бурение нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2007. – 117 с.

- 10) Нигматулин Р.И., Нигматулин Б.И. Нефть, газ, энергия, мир, Россия: состояние и перспективы [Электронный ресурс]//ProАтом. Информационный сайт. – 2006. Режим доступа: <http://www.proatom.ru/>.
- 11) Богоявленский В.И. Достижения и проблемы геологоразведки и ТЭК России // Бурение и нефть. – 2013. - №3. – С. 3-7.
- 12) Добыча нефти [Электронный ресурс]// Все о нефти. Информационный сайт. Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/>.
- 13) Горизонтальное бурение RPI [Электронный ресурс]//Rogtec. Russianoil&gastechologies. Информационный сайт. – 2014. Режим доступа: <http://www.rogtecmagazine.com>.
- 14) Овчинников В. П., Аксенова Н. А. Буровые промывочные жидкости: Учебное пособие для вузов. – Тюмень: Изд-во Экспресс, 2008. – 309 с.
- 15) Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Издательство «Летопись», 2005. – 664 с.
- 16) Ананьев А. Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. – Волгоград, 2000. – 139 с.
- 17) Ермолаева Л. В. Буровые промывочные растворы. – Самара; Самар. гос. техн. ун-т, 2009. – 46 с.
- 18) Проектная документация на разведочную скважину №6 Южно-Майского нефтяного месторождения. ООО «Альянснефтегаз». – Томск, 2014. – 63 с.
- 19) Каталог продукции «ВНИИБТ буровой инструмент» 2016 года.
- 20) Каталог продукции «Буринтех» 2016 года.
- 21) Каталог продукции «ОАО Волгабурмаш» 2016 года.
- 22) Каталог продукции «АО «Пермнефтемашремонт» 2016 года.
- 23) Балденко Ф. Д. Расчеты бурового оборудования. Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2012. – 428 с.

24) Балденко Д. Ф., Балденко Ф. Д., Гноевых А. Н. Одновинтовые гидравлические машины: В 2 т. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». – 2007. – Т2. Винтовые забойные двигатели. – 470 с.

25) Балденко Д. Ф., Балденко Ф. Д., Гноевых А. Н. Одновинтовые гидравлические машины: В 2 т. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». – 2007. – Т1. Одновинтовые насосы. – 244 с.

26) Ахметов А. А., Балденко Д. Ф., Хадиев Д. Н. Винтовые забойные двигатели: новые возможности капитального ремонта скважин // Бурение и нефть, 2002. – №9.

27) Булатов А.И. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. - М.: Недра, 2008. - 196с.

28) Правила технической эксплуатации электроустановок. "НЦ ЭНАС", М., 2005 (621.3, П-683).

29) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности от 12.03.2013. – 154 с.