



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

Институт- Институт природных ресурсов  
Направление- Нефтегазовое дело  
Кафедра бурения скважин

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2820 МЕТРОВ НА МЫЛЬДЖИНСКОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.324:622.244.23(24:181 m 2820)(371.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Каримов Руслан Рамзанович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин А.В.			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Т.С.	к. х. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев М.В.	к. т. н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. зав.кафедрой БС	Ковалев А.В	к. т. н.		

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

Институт- Институт природных ресурсов  
 Направление- Нефтегазовое дело  
 Кафедра бурения скважин

УТВЕРЖДАЮ:  
 И.о. зав.кафедрой БС  
 А.В Ковалев

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ  
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б22	Каримов Руслан Рамзанович

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 2820 метров на Мыльджинском газоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b> <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>	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности от 12.03.2013; расчет цикла строительства скважины; анализ сметной стоимости буровых работ; Скважина № 132 Мыльджинского месторождения; Режим работы-непрерывный;
<b>Перечень подлежащих разработке вопросов</b> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования,</i>	Общая и геологическая часть; технологическая часть (технология бурения, технология заканчивания); социальная ответственность (безопасность жизнедеятельности, охрана окружающей среды); финансовый менеджмент,

<i>проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	ресурсоэффективность и ресурсосбережение; специальная часть.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Геолого-технический наряд; компоновка бурильной колонны.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Общая и геологическая часть	Епихин А.В.
Технологическая часть	Епихин А.В.
Социальная ответственность	Гуляев М.В.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Глызина Т.С.
Специальная часть	Епихин А.В.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Социальная ответственность	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин А.В.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Каримов Руслан Рамзанович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б22	Каримов Руслан Рамзанович

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Бурение скважин</b>
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<b>Характеристика объекта исследования</b>	<i>Эксплуатационная наклонно-направленная скважина на Мыльджинском газоконденсатном месторождении.</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Производственная ответственность</b></p> <p>1.1 Анализ вредных производственных факторов (мероприятия по устранению) при бурении скважины на Мыльджинском газоконденсатном месторождении</p> <p>1.2 Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению) при бурении скважины на Мыльджинском газоконденсатном месторождении</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе</li> <li>- Недостаточная освещенность рабочей зоны               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Повышенные уровни шума</li> <li>- Повышенные уровни вибрации</li> </ul> </li> <li>- Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны</li> <li>- Поражения электрическим током</li> <li>- Пожаровзрывоопасность</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность</b></p>	<p>Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятия)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Фон загрязнения объектов природной среды               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Водопотребление и водоотведение</li> </ul> </li> <li>- Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения и утилизации отходов бурения               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды</li> <li>- Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительно-монтажных работах и в процессе бурения скважин</li> <li>- Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама</li> </ul> </li> <li>- Охрана атмосферного воздуха от загрязнения               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды                   <ul style="list-style-type: none"> <li>- Охрана животного мира</li> </ul> </li> <li>- Охрана недр при строительстве скважин</li> </ul> </li> </ul>

<p align="center"><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b> Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах</p>	<p><i>При эксплуатации наклонно-направленной скважины рекомендуемое поведение при нефтяных или газовых фонтанах.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <i>остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей.</i></li> <li>- <i>остановить все силовые приводы.</i></li> <li>- <i>отключить силовые линии и линии освещения.</i></li> <li>- <i>остановить все огневые работы.</i></li> <li>- <i>предпринять меры по отключению соседних производственных объектов.</i></li> <li>- <i>запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном.</i></li> <li>- <i>предотвратить растекание нефти на территории.</i></li> <li>- <i>сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов.</i></li> </ul>
<p align="center"><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p>	<p align="center"><i>Нормы:</i></p> <p align="center"><i>ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»</i></p> <p align="center"><i>СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение»</i></p> <p align="center"><i>ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»</i></p> <p align="center"><i>ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности»</i></p> <p align="center"><i>ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны»</i></p> <p align="center"><i>СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование»</i></p> <p align="center"><i>ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»</i></p> <p align="center"><i>ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты</i></p> <p align="center"><i>ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"</i></p>
<b>Перечень графического материала:</b>	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	Доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б22	Каримов Руслан Рамзанович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б22	Каримов Руслан Рамзанович

<b>Институт</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Бурение скважин</b>
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
<i>1. Данные по строительству скважин на Мыльдженском месторождении</i>	<i>Расчет технико-экономических показателей</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>1. Сроки строительства скважины 2. Сметная стоимость сооружения скважины</i>	<i>Расчет нормативной продолжительности строительства скважин. Нормативная карта. Составление линейного-календарного графика. Расчет сметной стоимости сооружения скважины</i>
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Светославовна	к. х. н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б22	Каримов Руслан Рамзанович		

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

---

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: бакалавриат

Кафедра бурения скважин

Период выполнения: осенний/весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Общая и геологическая часть	
	Технологическая часть	
	Специальная часть	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин А.В.			

**СОГЛАСОВАНО:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	А.В. Ковалев	к.т.н		

### Условные обозначения и сокращения

АНПД – аномально низкое пластовое давление;

АВПД – аномально высокое пластовое давление;

БУ – буровая установка;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГТН – геолого-технический наряд;

ГНВП – газо-нефте-водопроявления;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

КБТ – колонно бурильных труб;

ЛБТ – легкосплавная бурильная труба;

ММП – многолетнемерзлые породы;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПВО – противовыбросовое оборудование

СПО – спуско-подъемная операция;

УС – установка смесительная;

ЦА – цементируочный агрегат.



## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	13
1. Общая и геологическая части	14
1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	14
1.2. Геологические условия бурения	16
1.3. Характеристика газоносности и водоносности месторождения	19
1.4. Характеристика коллекторных свойств продуктивных пластов	20
1.5. Зоны возможных осложнений	23
2. Технологическая часть	25
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	25
2.2. Обоснование конструкции скважины	26
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	26
2.2.2. Обоснование конструкции скважины	26
2.2.3. Расчет глубин спуска и диаметров обсадных колонн	28
2.2.4. Обоснование высот подъема тампонажных растворов	29
2.2.5. Разработка схем обвязки устья скважины	30
2.3. Проектирование процесса углубления скважины	30
2.3.1. Выбор буровых долот	31
2.3.2. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	31
2.3.3. Расчет частоты вращения долота	32
2.3.4. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	32
2.3.5. Выбор компоновки и расчет буровой колонны	34
2.3.6. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов при бурении технологического и эксплуатационного участков скважины	37
2.3.7. Расчет необходимого расхода бурового раствора	38
2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины	39
2.3.9. Обоснование критериев рациональной отработки долот	43
2.3.10. Технология бурения на участках направленного изменения кривизны скважины и при вскрытии продуктивного пласта	44
2.4. Технические средства и режимы бурения при отборе керна	44
2.5. Проектирование процессов заканчивания скважины	46
2.5.1. Расчет давлений	46
2.5.2. Расчет действующих нагрузок	46
2.5.3. Расчет параметров обсадной колонны	49

2.5.4. Технологическая оснастка обсадной колонны	49
2.5.5. Расчет и обоснование параметров цементирования	50
2.5.5.1. Обоснование способа цементирования	50
2.5.5.2. Расчет объема буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости и количества составных компонентов	51
2.5.5.3. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	52
2.5.5.4. Технологический режим цементирования скважины	53
2.5.6. Организация работ по креплению скважин	56
2.5.6.1. Подготовительные работы к спуску колонны	56
2.5.6.2. Технологический режим спуска колонн	58
2.5.6.3. Организация работ по цементированию скважин	59
2.5.6.4. План крепления скважины	59
2.5.6.5. Заключительные работы и контроль качества цементирования	61
2.6. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	62
2.6.1. Вторичное вскрытие пласта	62
2.7. Выбор буровой установки	62
2.8. Проектирование бурового технологического комплекса	63
2.8.1. Расчет режимов СПО	63
2.8.2. Технические средства контроля и управления процессом бурения	64
3. Специальная часть	65
3.1. Пакер гидравлический проходной малогабаритный для предотвращения межпластовых перетоков ПГПМ1	65
3.1.1. Актуальность применения пакерных устройств	65
3.2. Конструкция, назначение и достоинства Пакера ПГПМ1	65
3.3. Основные технические данные пакера ПГПМ1	66
3.4. Подготовка пакера к спуску в скважину	67
3.5. Спуск пакера в скважину	67
3.6. Запакеровка затрубного пространства скважины	67
3.7. Набухающий пакер	67
3.8. Преимущества использования гидравлических пакеров	68
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
4.1. Структура и организационные формы работы ОАО «Востокгазпром»	69
4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	70

4.3. Нормативная карта	72
4.4. Составление линейно-календарного графика	72
4.5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины	75
5. Социальная ответственность	78
5.1. Профессиональная социальная ответственность	78
5.2. Анализ вредных производственных факторов (мероприятия по устранению)	78
5.2.1. Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе	78
5.2.2. Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны	79
5.2.3. Повышенные уровни шума	80
5.2.4. Повышенные уровни вибрации	80
5.2.5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	80
5.3. Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению)	80
5.3.1. Поражения электрическим током	81
5.3.2. Пожаровзрывоопасность	81
5.4. Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)	81
5.4.1. Фон загрязнения объектов природной среды	81
5.4.2. Водопотребление и водоотведение	81
5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	81
5.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	82
Заключение	83
Список используемых источников	84

ПРИЛОЖЕНИЕ А– ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД  
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – КОМПАНОВКА НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

## РЕФЕРАТ

Выпускная бакалаврская работа содержит 87 с., 13 рисунков, 48 таблиц, 26 литературных источника, 2 приложения, графический материал представлен в виде презентации PowerPoint.

Ключевые слова: технический проект, нефтяная скважина, бурение скважин, буровая установка «Арктика», Уралмаш 6000/400 ЭК БМЧ, бурение в условиях Крайнего Севера, охрана окружающей среды.

Объект исследования: Мыльджинское месторождение (Томская область).

Целью данной работы является проектирование строительства наклонно-направленной газоконденсатной скважины на Мыльджинском месторождении (Томская область).

В процессе работы проводился анализ строительства скважины, был составлен технический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины на газ и газоконденсат, глубиной 2820 м на Мыльджинском месторождении (Томская область).

Разработаны мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды. Экономическая значимость работы обоснована приведенными расчетами.

В специальной части работы рассмотрено использование гидравлического проходного малогабаритного пакера, представлены описание, технические данные и выделены его достоинства и преимущества перед набухающим пакером.

Область применения: Бурение наклонно-направленной скважин на Мыльджинском месторождении.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных и газовых скважин.

## **ВВЕДЕНИЕ**

В настоящее время одним из лидирующих мест в добыче нефти и газа занимает Россия, это несет огромные прибыли нефте- и газодобывающим компаниям во времена высоких цен на углеводородосодержащее сырье.

В сложившейся ситуации на мировом рынке нефтяной промышленности перед нефте- и газодобывающими компаниями нашей страны открываются большие возможности и перспективы: есть возможность крупных капиталовложений в развитие предприятий нефтегазодобывающего комплекса, применение новых современных инновационных технологий, научные исследования в сфере пользования природных ресурсов страны. Практика последних лет показывает особо острую необходимость двигаться в этом направлении, на фоне снижения дебитов эксплуатируемых скважин и увеличения затрат на извлечение углеводородного сырья.

Применение новых современных инновационных технологий в нефтегазодобывающей отрасли предъявляет все более жесткие требования к бурящимся скважинам. При необходимости решения большего комплекса задач, связанных с процессом строительства скважин, требуются изменения в технологии бурения скважин.

В последнее время технологии развития направлены на уменьшение вредного воздействия на продуктивный пласт во время бурения скважин, надежное крепление и цементирование, использование новых технологий для идеального профиля ствола скважины, минимизацию вредного воздействия на окружающую среду во время бурения скважин.

Основная цель данного проекта - предложение по совершенствованию используемого бурового раствора для строительства скважин на месторождениях Западной Сибири. Использование предложенного решения несет реальную прибыль предприятиям нефтяной и газовой отрасли при бурении нефтяных и газовых скважин на месторождениях на севере Томской области.

## 1. Общая и геологическая части

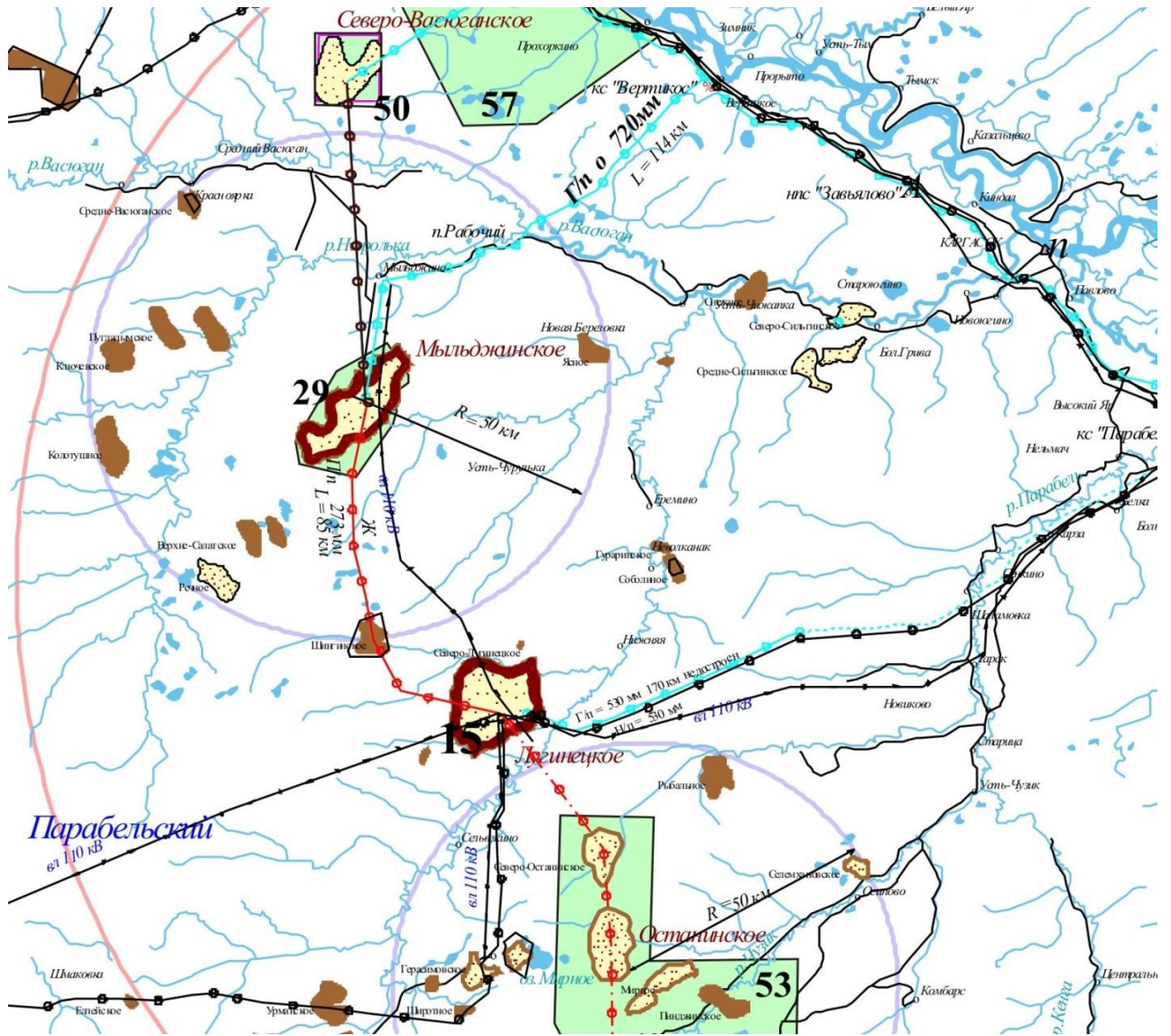
### 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Территория Мыльджинского газоконденсатного месторождения располагается на севере Западной Сибири в Каргасокском районе Томской области.

Эксплуатируется с 1999 года. Лицензия на разработку месторождения принадлежит ОАО «Томскгазпром», 100 % акций которого принадлежит ОАО «Востокгазпром». В 2007 году «Востокгазпром» ввел в эксплуатацию новую дожимную компрессорную станцию, которая позволит поддерживать объемы добычи газа на месторождении на уровне 3 миллиардов кубометров в год и повысить надежность газоснабжения потребителей Томской, Кемеровской, Омской, Новосибирской областей и Алтайского края».

В климатическом отношении территория месторождения не однородна. Северная часть относится к атлантическому субарктическому умеренно морскому - умеренно континентальному типу климата, центральная и южная части к атлантическому, северному умеренно континентальному - континентальному типу климата. На состояние атмосферы в течение всего года, особенно осенью и в начале зимы, оказывает влияние западный перенос воздушных масс. С этим связано довольно частое прохождение циклонов и большое количество облаков, заметно уменьшающее поступление солнечной радиации.

Для характеристики радиационного баланса Мыльджинского газового месторождения использовались материалы метеостанции № 1493855 «Рабочий». Продолжительность периода с положительной среднемесячной температурой воздуха в данном районе 4 месяца (с июня по сентябрь). Максимум среднемесячной температуры в июле +13.4 +14.6 °С. Минимальная среднемесячная температура воздуха наблюдается в январе -26.7 до -25.7 °С. Среднегодовая температура в северной и южной частях месторождения отличаются примерно на 1.5 °С. Средняя годовая амплитуда температуры воздуха составляет примерно 40 °С.



Карта расположения Мылдыжинского месторождения

## 1.2. Геологические условия бурения

Таблица 1 – Стратиграфическое расчленение разреза скважины, элементы залегания и коэффициенты кавернозности пластов

Стратиграфическое расчленение					Глубина залегания, м		Коэффиц. коверн.	Углы падения пластов
Система	Индекс	Отдел	Ярус	Свита	Кровля	Подошва		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Четвертичная	Q				0	45	1,4	0
Палеоген	P <sub>3</sub>	Олигоцен		атлымская	45	85	1,4	0
Палеоген	P <sub>2-3</sub>	Эоцен-олигоцен		тавдинская	85	140	1,4	0
Палеоген	P <sub>2</sub>	Эоцен		люлинворская	140	510	1,4	0
Палеоген	P <sub>1</sub>	Палеоцен		тибейсалинская	510	690	1,4	0
Меловая	K <sub>2</sub> <sup>m</sup>	Верхний	Датский-маастрихтский	ганькинская	690	1030	1,2	0-0,5
Меловая	K <sub>2</sub> <sup>k+st+km</sup>	Верхний	Коньяк-санто-кампанский	березовская	1030	1240	1,2	0-0,5
Меловая	K <sub>2</sub> <sup>t-k</sup>	Верхний	Турон-нижнеконьякский	кузнецовская	1240	1298	1,2	0,5-0,8
Меловая	K <sub>2</sub> <sup>a-al</sup>	Верхний-	Апт-альб-сеноманский	покурская	1298	2260	1,05	0,5-0,8
Меловая	K <sub>2</sub> <sup>s</sup>	нижний	Верхневаланжин-готерив	тангаловская	2260	2840	1,05	0,8-1,5
Меловая	K <sub>2</sub> <sup>v-g-br</sup>	Нижний	Берриас-валанжинский	сортымская	2840	2877	1,05	0,8-1,5
Меловая	K <sub>2</sub> <sup>b-v</sup>	Нижний						



Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Стратиграфическое подразделение, свита (ярус)	Интервал залегания, м		Состав вскрыт, разреза		Литологическая характеристика пород
	кровля	подошва	краткое описание	содерж., %	
1	2	3	4	5	6
Четвертичные	0	45	суглинки, супеси гравий, песчаники	70 30	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки, серые, торфяники
Атлымская (палеоген)	45	85	пески алевролиты, глины	60 40	Глины, алевролиты, пески кварцево-палевошпатовые и кварцево-глауконитовые
Тавдинская свита (палеоген)	85	140	глины пески, алевролиты	80 20	Глины зеленовато-серые, листоватые с простоями алевролитов и глауконитового песка
Люлинворская свита (палеоген)	140	510	глины опокovid. глины диатомовые диатомиты	40 30 30	Низ-опокovidные глины, опоки Средняя-серые глины, участками алевритистые Верх-желтовато-зеленоватые глины
Тибейсалинская свита (палеоген)	510	690	пески глины	60 40	Верх-пески м/з и с/з, с простоями глин, алевролитов Низ-глины алевритистые, слюдистые
Ганькинская свита (маастрихт-датский)	690	1030	глины	100	Глины темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, спиритизированными водорослями
Березовская свита (коньяк-сантон-кампанский)	1030	1240	глины глины опокovid. опоки	60 30 10	Верх-серые, зеленовато-серые и темно-серые глины, часто алевритистые с простоями Низ-опоки серые и голубовато-серые
Кузнецовская свита (турон-нижнеконьяк)	1240	1298	глины	100	Глины темно-серые, серые и зеленовато-серые, плотные, с включением глауконита
Покурская свита (апт-альб-сеноманский)	1298	2260	пески, песчаники алевролиты глины	40 30 30	Неравномерное пересл. алевралито-песчаных пластов Пески и песчаники от светло-серых до темно серых Глины плотные, алевритистые, слюдные
Тангаловская свита (верхневаланжин-барремский)	2260	2760	песчаники алевролиты глины	30 30 40	Чередование песчано-алевритовых и глинистых пород Алевролиты серые, глинистые, плотные Глины темно-серые до черных
Сортымская свита (валанжинский)	2760	2800	песчаники алевролиты аргиллиты	40 30 30	Неравномерное чередование глинистых пород В кровле – чеускинская пачка темно-серых плитчатых глин с углефици. остатками

Таблица 3 – Изменение давлений по разрезу скважин

Наименование системы	Интервал, м		Градиент давления, эквивалент градиента давлений									Температура в конце интервала	
	от	до	пластового			геостатического			поглощения (гидроразрыва)*			°С	Источник получения
			от	до	Источник получения	от	до	Источник получения	от	до	Источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Четв.+палеог.	0	80	1,00	1,00	факт		1,955	расчет		1,96	расчет	0 - (-1)	факт
Палеоген	80	260	1,00	1,00	то же	1,955	1,988	то же	1,96	1,99	то же	-2	то же
Палеоген	260	650	1,00	1,00	-//-	1,988	2,053	-//-	1,99	2,05	-//-	19	-//-
Палеог.-мелов.	650	950	1,00	1,00	-//-	2,053	2,099	-//-	1,99	1,74	-//-	26	-//-
Меловая	950	1298	1,00	1,00	-//-	2,099	2,145	-//-	1,74	1,57	-//-	35	-//-
Меловая	1298	1350	1,00	1,00	-//-	2,145	2,53	-//-	2,15	2,00	-//-	36	-//-
Меловая	1250	1750	1,00	1,00	-//-	2,153	2,201	-//-	2,00	2,00	-//-	49	-//-
Меловая	1750	2100	1,00	1,00	-//-	2,201	2,240	-//-	2,00	1,91	-//-	59	-//-
Меловая	2100	2260	1,00	1,00	-//-	2,240	2,256	-//-	1,91	1,96	-//-	63	-//-
Меловая	2260	2600	1,00	1,00	-//-	2,256	2,289	-//-	1,76	1,78	-//-	73	-//-
Меловая	2600	2760	1,00	1,00	-//-	2,289	2,311	-//-	1,78	1,81	-//-	81	-//-
Меловая	2760	2800	1,00	1,00	-//-	2,311	2,313	-//-	1,81	1,82	-//-	81	-//-

### 1.3. Характеристика газоносности и водоносности месторождения

Таблица 4 – Газоносность

Пласт	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (Г-газ, К-кондекс.)	Содержание, % по объему		Плотность газа по воздуху	Сут. дебит Г-тыс.м <sup>3</sup> /сут К-м <sup>3</sup> /сут	Пластовое давление, МПа
	кровля	подошва			азот	СО <sub>2</sub>			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПК <sub>1</sub>	1298	1310	поровый	Г	1,06	0,27	0,56	До 511	12,6
БУ <sub>11</sub>	2760	2800	поровый	ГК	0,88	0,246	0,804	Г – 139-230 К – 28-87	28,3

Таблица 5 – Водоносность

Гидрогеологические комплексы	Глубина залегания, м		Тип коллектора	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Тип вод	Минерализация, г/л	Источник водоснабжения (да, нет)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Кайнозойский гидрогеологический этаж							
Олигоцен-четвертичный водоносный комплекс	0	85	поровый	0,29-57,6	гидрокарбонатно-кальциево-магниевый реже гидрокарбонатно-магниево-кальциевый	0,01-0,2	да
Мезозойский гидрогеологический этаж							
Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс	1298	2260	поровый	0,33-534	хлоридно-кальциевый	15,4	нет
Неокомский водоносный комплекс	2260	2800	поровый	4-120	гидрокарбонатно-натриевый	5,7-10,6	нет

#### 1.4. Характеристика коллекторных свойств продуктивных пластов

Таблица 6 – Механические свойства горных пород по разрезу скважины (по свитам)

Стратиграфическое подразделение, свита (ярус)	Интервал залегания, м		Краткое описание пород	Категория пород по:			
	кровля	подошва		твердости	абразивности	промысл. классификации	трудности отбора керна
1	2	3	4	5	6	7	8
Четвертичные	0	45	суглинки, супеси гравий, песчаники	I-II	II-III	мерзлые	
Атлымская (палеоген)	45	85	пески алевролиты, глины	II-III	III-IV	мерзлые	
Тавдинская свита (палеоген)	85	140	глины пески, алевролиты	II-III	III-IV	мерзлые	
Люлинворская свита (палеоген)	140	510	глины опокovid. глины диатомовые диатомиты	II-IV	III, VI	мерзлые	
Тибейсалинская свита (палеоген)	510	690	пески глины	II-IV	III-IV	мягкие средние	
Ганькинская свита (маастрихт-датский)	690	1030	глины	II-III	III-IV	мягкие средние	
Березовская свита (коньяк-сантон-кампанский)	1030	1240	глины глины опокovid. опоки	II-IV	III-VI	средние	
Кузнецовская свита (турон-нижнеконьяк)	1240	1298	глины	II-III	II-IV	средние	
Покурская свита (апт-альб-сеноманский)	1298	2260	пески, песчаники алевролиты глины	III-VI	III-VIII	средние	
Тангаловская свита (верхневаланжин-барремский)	2260	2760	песчаники алевролиты глины	IV-VII	V-VIII	средние	
Сортымская свита (валанжинский)	2760	2800	песчаники алевролиты аргиллиты	IV-VII	V-VIII	средние твердые	II

Таблица 7 – Физические свойства горных пород по разрезу скважины (по свитам)

Стратиграфическое подразделение, свита (ярус)	Интервал залегания, м		Краткое описание пород	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Глинистость, %	Пористость, %	Проницаемость, мД
	кровля	подошва					
1	2	3	4	5	6	7	8
Четвертичные	0	45	суглинки, супеси гравий, песчаники	1,61	20-30	40-42	
Атлымская (палеоген)	45	85	пески алевролиты, глины	1,72			
Тавдинская свита (палеоген)	85	140	глины пески, алевролиты	1,84	15-20	36-40	
Люлинворская свита (палеоген)	140	510	глины опоковид. глины диатомовые диатомиты	1,89	100	32-36	
Тибейсалинская свита (палеоген)	510	690	пески глины	1,98	50-60	30-32	
Ганькинская свита (маастрихт-датский)	690	1030	глины	2,2	95	28-30	
Березовская свита (коньяк-сантон-кампанский)	1030	1240	глины глины опоковид. опоки	1,9-2,09	90	26-30	
Кузнецовская свита (турон-нижнеконьяк)	1240	1298	глины	2,2	100	24-26	
Покурская свита (апт-альб-сеноманский)	1298	2260	пески, песчаники алевролиты глины	2,3	40	26-31	До 800
Тангаловская свита (верхневаланжин-барремский)	2260	2760	песчаники алевролиты глины	2,44	40	18-24	15-120
Сортымская свита (валанжинский)	2760	2800	песчаники алевролиты аргиллиты	2,5	60	11-20	0,2-20

Таблица 8 – Геокриологическая характеристика разреза скважины

Система (свита)	Интервал залегания, м		Тип ММП (О- основной, Р- реликтовый)	Льдистость пород, %	Наличие (да, нет)			
	от	до			Избыточной льдистости в виде линз	Таликов	Межмерзлотных напорных вод	Пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Четвертичная	0	80	О	25-40	да	да	нет	нет
Палеогеновая	100	350	Р	10-20	нет	нет	нет	нет

### 1.5. Зоны возможных осложнений

Таблица 9 – Поглощение бурового раствора

Наименование системы	Интервал, м		Макс. Интенсивность, м <sup>3</sup> /час	Расстояние до статического уровня, м	Есть ли потеря циркуляции (да, нет)	Условия возникновения	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Палеоген	350	650	до 3	-	нет	повышенная репрессия на пласты, превышение допустимой скорости СПО, отклонение параметров раствора от проектных	соответствие параметров раствора и компоновок бурильной колонны проектным, ограничение скорости СПО
Палеоген-меловая	650	1350	до 3	-	то же		то же
Меловая	1350	2760	до 5	-	-//-		-//-
Меловая	2760	2800	до 5	-	-//-		-//-

Таблица 10 – Кавернообразование, осыпи и обвалы стенок скважины

Наименование системы	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее		Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до	тип раствора	плотность, кг/м <sup>3</sup>		
1	2	3	4	5	6	7
Четвертичная + палеогеновая	0	650	пресный глинистый	1,10-1,22	2	Соответствие плотности и температуры раствора проектным, сокращение времени бурения
Палеогеновая-меловая	650	1350	пресный глинистый	1,16-1,20	3-5	Соответствие плотности и температуры раствора проектным, сокращение времени бурения
Меловая	1350	2760	пресный глинистый	1,12-1,20	3-5	то же
Меловая	2760	2800	пресный глинистый	1,12-1,20	3-5	-//-

Таблица 11 – Нефтегазоводопроявления

Наименование системы (свиты)	Интервал, м		Вид проявляющегося флюида	Условия возникновения	Характер проявления	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до				
1	2	3	4	5	6	7
Четвертичная + палеогеновая	0	350	вода	растепление пород в зоне ММП	разбавление бурового раствора	Соответствие плотности и температуры раствора проектным
Меловая (покурская)	1298	1350	газ вода	возникновение депрессии на пласт	ГВП, выбросы раствора	Соответствие плотности раствора проектной, соблюдение режима промывки, заполнение скважины при подъеме бурильного инструмента расчетным количеством бурового раствора
Меловая (покурская-тангал.-сортымская свита)	1350	2760	вода	возникновение депрессии на пласт	разбавление бурового раствора	то же
Меловая (сортымская свита)	2760	2800	газоконденсат	возникновение депрессии на пласт	ГВП, выбросы раствора	-//-

Таблица 12 – Прочие возможные осложнения

Наименование системы	Интервал, м		Вид осложнения	Условия возникновения	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до			
1	2	3	4	5	6
Четвертичная + палеогеновая	0	650	деформация обсадных колонн	влияние зоны ММП при длительных перерывах в строительстве скважины	качественное цементирование интервала ММП, отсутствие перерывов более 5-7 сут. при строительстве скважины, периодическое прокачивание бурового раствора при длительных простоях
Палеогеновая-меловая	650	1350	затяжки, посадки бурильного инструмента	пластичные породы, проницаемые пласты	не оставлять инструмент без движения в свежепробуренном интервале более 5-10 мин., проработка интервалов осложнений
Меловая	1350	2800	то же	то же	то же



## 2. Технологическая часть

### 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектирование профилей наклонно направленных скважин заключается, во-первых, в выборе типа профиля, во-вторых, в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола, и в-третьих в расчете профиля включающем расчет длин глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку было обеспечено попадание скважины в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении [3].

На Добровольском месторождении реализуется пятиинтервальные типы профилей. Данный тип профиля скважины включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации зенитного угла, участок падения зенитного угла до  $0^0$  или близких к нему значений и второй вертикальный участок.

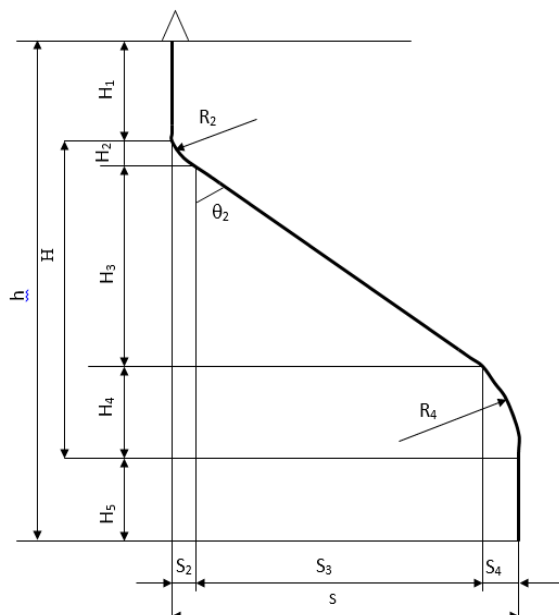


Рисунок 1 – Пяти интервальный профиль скважины.  $h$  – глубина скважины по вертикали, м;  $S$  – общий отход скважины (смещение), м;  $H_n$  – вертикальная проекция  $n$ -го интервала, м;  $S_n$  – горизонтальная проекция  $n$ -го интервала, м;  $L_n$  – длина  $n$ -го интервала, м;  $R_n$  – радиус кривизны  $n$ -го интервала, м;  $L$  – глубина скважины по стволу, м;  $\theta_n$  – зенитный угол скважины в конце  $n$ -го интервала, град.

При расчете пятиинтервального профиля скважины пользуются следующими проектными данными: глубина скважины по вертикали  $h = 2820$  м; общий отход скважины  $S = 740$  м; радиус кривизны 2-го и 4-го интервала  $R_2 = 573$  м,  $R_4 = 817$  м; устанавливается длина первого и пятого вертикального участка  $H_1 = 100$  м,  $H_5 = 320$  м.

В ходе проведения вычисления параметров профиля, получились данные которые представлены в программе на проводку наклонно направленной скважины в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры профиля проектной скважины

Интервал, м			Зенитный угол, град		Отклонение, м		Удлинение ствола, м		Глубина по стволу, м
от	до	длина	начальный	конечный	на интервале	всего	на интервале	всего	
0	100	100	0	0	0	0	0	0	100
100	279	179	0	25,45	29	29	76	76	354
279	2317	2038	25,45	25,45	669	698	107	183	2500
2317	2572	255	25,45	0	41	740	108	291	2863
2572	2820	320	0	0	0	740	0	291	3111

## 2.2. Обоснование конструкции скважины

### 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией эксплуатационного забоя понимается конструкция низа эксплуатационной колонны в районе продуктивного пласта. Каждая конструкция забоя характеризуется определенными параметрами, которые обуславливают режим эксплуатации залежи с учётом физико-механической характеристики пород коллектора, их фильтрационных свойств и геолого-технических условий залегания продуктивного пласта.

К главным факторам, определяющим не только конструкцию забоя, но и её конкретный вид, относятся: тип коллектора и степень его однородности, степень устойчивости пород призабойной зоны, наличие или отсутствие близко расположенных к продуктивному объекту напорных горизонтов, подошвенных вод или газовой шапки; проницаемость пород продуктивного пласта, а также проектного способа эксплуатации.

Оценивается устойчивость пород в призабойной зоне, в ходе расчётов  $\sigma_{сж} = 87,97$  МПа, что практически в 3 раза превышает максимальное значение прочности на сжатие песчаника равную 30 МПа.

Коллектор литологически неоднородный (в его составе песчаник, аргиллит, алевролит), неоднородный и по проницаемости. Так же в связи с тем, что в интервале продуктивного пласта присутствует водоносный горизонт, коллектор считать неоднородным по типу пластового флюида. Выбирается конструкция забоя – закрытый забой с цементированием колонны в интервале продуктивного пласта. В связи с этим пласт перебурируется на 50 метров.

### 2.2.2. Обоснование конструкции скважины

При разработке конструкции скважины приняты во внимание следующие особенности геологического строения разреза:

1. Имеются 2 пласта: газонасыщенный пласт (ПК<sub>1</sub>) в интервале от 1298 до 1310 м.; газонасыщенный и газоконденсатный пласт (БУ<sub>11</sub>) в интервале от 2760 до 2820 м.
2. Аномально высоких пластовых давлений нет;
3. Присутствуют многолетнемерзлые породы в интервале от 0 до 310м.;
4. Интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины происходят в интервале от 0 до 1300 метров;
5. Максимальная забойная температура 81 °С;
6. Кровля верхнего продуктивного горизонта -2760 м;
7. Проектная глубина скважины по вертикали - 2820 м.

Для предотвращения поглощений тампонажного раствора и растепления многолетнемерзлых пород в зоне цементирования кондуктора, необходимо использовать облегченный тампонажный с высокими теплозащитными свойствами.

На основании данных, представленных в разделе «Горно-геологические условия бурения» строится совмещенный график давлений, иллюстрирующий изменение давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора по глубине скважины.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения, соответственно решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска (рис. 2).

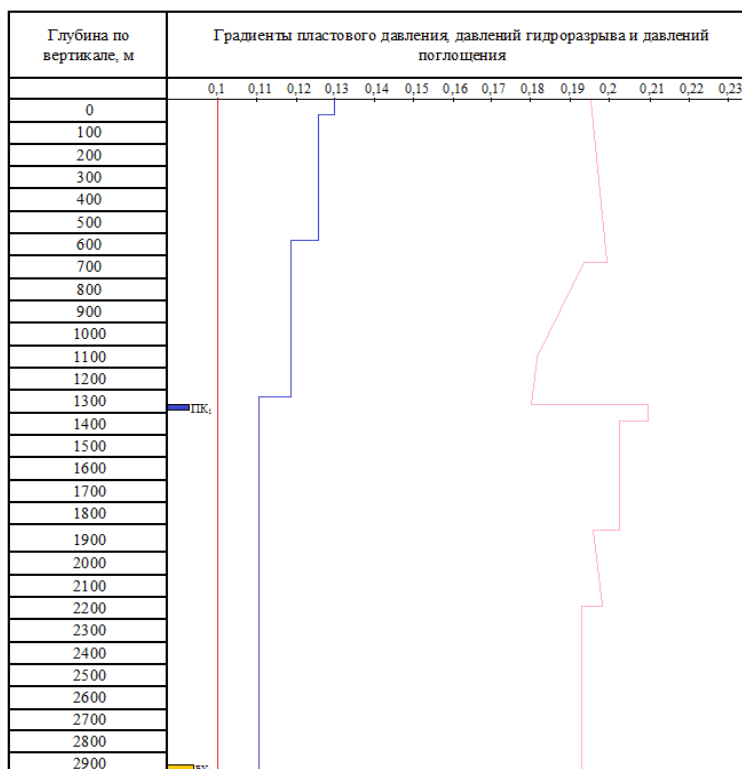


Рисунок 2 - Совмещенный график давлений.

Из графика следует, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в разрезе отсутствуют. Необходимое условие  $P_{пл} < P_{бр} < P_{гр}$  выполняется.

В конструкцию скважины будут включены следующие типы обсадных колонн: направление; кондуктор; промежуточная (техническая); эксплуатационная колонны.

Направление спускается для предупреждения обрушения неустойчивых верхних пород, размыва устья и соединения с циркуляционной системой. Кроме того, установка направления является дополнительной мерой защиты пресных вод от загрязнения в случае недоподъема цементного раствора до устья за кондуктором.

Кондуктор спускается для закрепления верхней части разреза, сложенного неустойчивыми породами, изоляции горизонтов, содержащих пресные воды.

Техническая колонна. Целью спуска промежуточной колонны в конструкции скважины являются перекрытие вскрываемого газового пласта ПК<sub>1</sub> и установка на нем противовыбросового оборудования, используемого при вскрытии газоконденсатного пласта, а также для уменьшения интервала бурения под эксплуатационную колонну.

Эксплуатационная колонна. Спускается для укрепления всего ствола скважины, разобщения всех горизонтов, не перекрытых предыдущей колонной, создание герметичного канала для обеспечения нормальной эксплуатации скважины (извлечение газа и газоконденсата). Диаметр колонны определяется требованиями эксплуатации (дебит скважины, габаритные размеры внутрискважинного оборудования, возможность проведения ремонтных работ).

### 2.2.3. Расчет глубин спуска и диаметров обсадных колонн

Направление спускается на глубину 80 м для перекрытия верхних слоев, представленные рыхлыми неустойчивыми породами.

Исходя из недопущения гидроразрыва пород ниже кондуктора при возможном газопроявлении в период вскрытия газового пласта, глубину спуска кондуктора  $H_k$  определяем по формуле:

$$H_k = \frac{P_{пл(1310)}}{gradP_{погл}}; \quad (2.1)$$

$$H_k = \frac{13,10}{0,0205} = 639;$$

Принимаем  $H_k = 650$  м (чтобы перекрыть всю толщу рыхлого неустойчивого интервала скважины).

Исходя из недопущения поглощения и гидроразрыва пород ниже промежуточной колонны при возможном газопроявлении в период вскрытия газоконденсатного пласта, глубину спуска  $H_m$  определяем по формуле:

$$H_m = \frac{P_{пл(2872)}}{gradP_{погл}}; \quad (2.2)$$

$$H_m = \frac{28,92}{0,022} = 1315 \text{ м};$$

Для перекрытия газонасыщенного пласта (ПК<sub>1</sub>) на интервале от 1284 до 1310 метров, принимаем глубину спуска промежуточной (технической) колонны 1350 метров.

Согласно условию перекрытия нижнего продуктивного горизонта на 50 м, подошва которого залегает на глубине 2800 м, принимаем глубину спуска эксплуатационной колонны 2820 м.

Расчет конструкции скважины осуществляется снизу в вверх. При этом исходным является диаметр самой нижней колонны, в нашем случае – эксплуатационной, который принимается в зависимости от ожидаемого дебита, притока и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважины. Ожидаемый дебит проектируемой скважины равен 511 м<sup>3</sup>/сутки. Для данного дебита рекомендуемый диаметр эксплуатационной колонны составляет 0,1778 м [6].

В ходе расчётов были посчитаны диаметры долот, и диаметры обсадных колонн по интервалам, которые отражены в сводной таблице 14 [7]. Данные о расчетах конструкции скважины заносим в табл. 14.

Таблица 14 – Конструкция скважины

Данные расчета конструкции скважины			
	Диаметр, мм		Интервал, мм
	Колонна	Долото	Спуск
Направление	426	508	0-80
Кондуктор	323,9	393,7	0-650
Техн. колонна	244,5	295,3	0-1350
Эксп. колонна	178	220,7	0-2820

#### 2.2.4. Обоснование высот подъема тампонажных растворов

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

1. Направление, кондуктор, техническая колонна цементируются на всю длину;
2. Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 500 м.

В соответствии с требованием вышеперечисленных правил кондуктор цементируется на всю длину, а техническая и эксплуатационная колонны цементируются с учетом

перекрытия башмака технической колонны на 500 м. Интервалы цементирования приведены в табл. 15.

Таблица 15 – Интервалы цементирования обсадных колонн.

Наименование колонны	Интервалы установки				Интервалы цементирования			
	По верт.		По стволу		По верт.		По стволу	
	От	до	от	до	от	до	от	до
Направление	0	80	0	80	0	80	0	80
Кондуктор	0	650	0	744	0	650	0	744
Техническая колонна	0	1350	0	1481	150	1350	171	1481
Эк. колонна	0	2820	0	3111	850	2820	955	3111

### 2.2.5. Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела - определить необходимость использования противовыбросового оборудования (ПВО) и колонных головок (КГ) для нормальной проводки скважины, а также для проведения испытания и освоения скважины. Определяется необходимость использования противовыбросового оборудования (ПВО) и колонных головок (КГ) для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивных пластов.

При вскрытии продуктивного пласта БУ<sub>11</sub>, кровля которого прогнозируется на глубине 2760 м, пластовое давление составляет 28,72 МПа. Относительная плотность попутного газа по воздуху 0,8043. Рассчитанное давление на устье скважины при ГНВП будет составлять 22,79 МПа.

Выбирается колонная головка по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. После цементирования кондуктора на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование (ПВО) ОП5-230/80×35. Перед установкой ПВО на устье скважины устанавливается колонная головка ОКК2-35-168(178)×245×324. При освоении скважины принимается оборудование устья скважины превенторной установкой типа ОП2Г 230×35. Для герметизации устья скважины фонтанную арматуру типа АФК 1Э-80(100)×35ХЛ.

### 2.3. Проектирование процесса углубления скважины

Технико-экономическая эффективность строительства скважины во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование технологии этих процессов включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента (ПРИ), режимов бурения, конструкции бурильной колонны и компоновки ее низа, а также гидравлической программы углубления.

### 2.3.1. Выбор буровых долот

В основу выбора типов долот положены физико-механические свойства горных пород (твердость, абразивность, пластичность и др.).

Рациональным типом долота данного размера для конкретных геолого-технических условий бурения является такой тип, который при бурении в рассматриваемых условиях обеспечивает минимум эксплуатационных затрат на 1 м проходки.

Руководствуясь опытом бурения скважин в аналогичных геологических условиях на площадях Западной Сибири рационально применение следующих долот.

При бурении под направление в интервале 0-80 м производится разбуривание лежневки, а также четвертичных отложений и атлымской свиты. Для данного интервала применяется трехшарошечное долото с центральной промывкой типа III 508 С – ЦВ, производство компании «Уралбурмаш».

При бурении под кондуктор в интервале 80 – 650 м. геологический разрез представлен глинами, песками, алевролитами, категорией пород по промысловой классификации М, МС. Исходя из того, что бурение турбобуром характеризуется высокими частотами вращения породоразрушающего инструмента, для бурения под кондуктор выбираем шарошечное долото III 393,7 МС производство фирмы «Волгабурмаш».

На интервале бурения под техническую колонну 650 – 1350 м. геологический разрез представлен глинами, песками, песчаниками, категорией пород по промысловой классификации МС, С. Выбирается долото БИТ – 295,3 ВТ.

На интервале бурения под эксплуатационную колонну 1350 – 2820 м. геологический разрез представлен глинами, песками, песчаниками, алевролитами, аргиллитами категорией пород по промысловой классификации С. Выбирается долото БИТ – 220,7 ВТ.

Применяемые долота по интервалам бурения представлены в табл. 16.

Таблица 16 – Типоразмеры долот по интервалам бурения

Интервал, метр (по вертикали)	Типоразмер долота
Направление 0 – 80	508 С – ЦВ
Кондуктор 80 – 650	393,7 МС
Техническая колонна 650-1350	БИТ – 295,3 ВТ
Эксплуатационная колонна 1350 – 2820	БИТ – 220,7 ВТ

### 2.3.2. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
- Аналитический расчет на основе качественных показателей физико-механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применение базовых

зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

Наиболее точным считается статистический метод расчета осевой нагрузки, после расчета полученное значение сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота и принимается нагрузка в пределах вычисленных величин.

В ходе расчётов была рассчитана осевая нагрузка на долото по интервалам, которая не должна превышать допустимой нагрузки на долото [2].

Расчетные значения осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в табл. 17.

Таблица 17 – Осевая нагрузка на долото по интервалам бурения

Интервал, м		Осевая нагрузка, кН
от	до	
0	80	102
80	650	79
650	1030	88,5
1030	1350	177
1350	2820	132,5

### 2.3.3. Расчет частоты вращения долота

Каждому классу пород соответствуют свои оптимальные частоты вращения долот, при которых разрушение горных пород максимально.

Оптимальные частоты вращения долот находятся в диапазонах:

- для долот типа М 250 – 400 об/мин;
- для долот типа МС 150 – 300 об/мин;
- для долот типа С 100 – 200 об/мин.

Превышение оптимальных частот вращения вызывает снижение механической скорости бурения и, как следствие, быструю поломку долота.

Расчет частоты оборотов ведется по статистическому методу (по предельной окружной скорости), для каждого конкретного интервала бурения.

Полученные значения частот вращения представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Частота вращения долот по интервалам бурения

Интервал, м		Частота вращения долота, об/мин
от	до	
0	80	124
80	650	160
650	1350	149
1350	2820	130

### 2.3.4. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Выбираемый забойный двигатель должен отвечать следующим требованиям:



1. Вращающий момент двигателя при его работе в условиях наибольшей мощности и КПД должны быть достаточными для вращения долота при заданной осевой нагрузке.
2. Диаметр и жесткость забойного двигателя должны соответствовать требованиям компоновки низа буровой колонны для заданной траектории ствола скважины;
3. Подача насосов, при которой двигатель работает в оптимальном режиме, должна удовлетворять условиям промывки скважины.

При выборе забойного двигателя необходимо учитывать диаметр долота и номинальный момент на валу.

В интервале бурения 80-650 метров (под кондуктор) наружный диаметр забойного двигателя в ходе вычислений равен 315-354 мм.

В интервале бурения под техническую колонну (650-1350) диаметр гидравлического забойного двигателя в ходе расчётов составит 236-266 мм.

В интервале бурения под эксплуатационную колонну (1350-2820) диаметр гидравлического забойного двигателя в ходе расчётов составит 176-199 мм.

Момент, необходимый для разрушения породы в интервале бурения 80-650 м (кондуктор), равен 3720 Н·м.

Момент, необходимый для разрушения породы в интервале бурения 650-1350 м (тех. колонна), равен 5227 Н·м.

Момент, необходимый для разрушения горной породы на интервале от 1350 до 2820 м (эксплуатационная колонна), равен 3509 Н·м.

На основании полученных расчётов производится выбор ВЗД. При выборе также учитываются рабочие характеристики и стоимость двигателя.

На основании полученных значений можно сделать вывод, что для бурения под направление ВЗД не выбирается, т.к. бурение осуществляется при помощи ротора; для бурения под кондуктор в интервале 80-650 метров, выбирается винтовой забойный двигатель 5LZ-244; для бурения под техническую колонну в интервале 650-1350 метров, выбирается винтовой забойный двигатель 5LZ-244; для бурения под эксплуатационную колонну в интервале 1350-2820 метров, выбирается винтовой забойный двигатель 7LZ-178.

Таблица 19 – Техническая характеристика забойных двигателей

Обозначение двигателя	5LZ-244	7LZ-178
Наружный диаметр, мм	240	178
Заходность ротор-статора	5:6	7:8
Расход жидкости, л/сек	30,8-55	13-40
Частота вращения, об/мин	70-140	70-168
Перепад давления, МПа	3-5,62	4,0-5,65
Длина, мм	10200	8249
Масса, кг	2520	1113
Допустимая осевая нагрузка, кН	320	170

ВЗД будут подходить для заданных условий бурения, если момент, создаваемый двигателем (МВЗД) будет достаточным для разрушения горной породы.

Момент, создаваемый 5LZ -244 в ходе расчётов равен 47.24 кН·м.

Момент, создаваемый 7LZ -178 в ходе расчётов равен 26.48 кН·м

Полученные крутящие моменты превышают необходимые моменты для разрушения горной породы, следовательно, условие выполняется, значит применение данных гидравлических двигателей возможно.

### 2.3.5. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование компоновки бурильной колонны заключается в выборе оптимального варианта сочетания труб из множества допустимых. За оптимальную колонну принимается та, вес которой минимален и группа прочности труб - минимальна.

Расчет бурильной колонны производится согласно действующей инструкции и включает расчет УБТ, непосредственно бурильных труб, замковых соединений, допустимых избыточных наружных и внутренних давлений очистного агента, а также максимальной глубины спуска колонны на клиновых захватах в соответствии с принятой конструкцией и запроектированными параметрами режима бурения.

#### Исходные данные для расчета:

1. Вид технологической операции - *бурение*.
2. Скважина наклонно направленная, профиль скважины состоит из пяти участков (см. рис. 1):  $H = 2942 \text{ м}$ ,  $H_I = 80 \text{ м}$ ,  $R_2 = 573 \text{ м}$ ,  $R_4 = 817 \text{ м}$ ,  $\alpha_I^H = 0$ ,  $\alpha_I^K = \alpha_{II}^H = 0$ ,  $\alpha_{II}^K = \alpha_{III}^H = 25,54$ ,  $\alpha_{III}^K = \alpha_{IV}^H = 25,54^\circ$ ,  $\alpha_{IV}^K = \alpha_V^H = 0$ ,  $\alpha_V^K = 0$ .
3. Интервал бурения *650-2942 м*.
4. Бурение ведется под эксплуатационную колонну диаметром *177,8 мм*.
5. Винтовой забойный двигатель диаметром *178 мм*
6. Диаметр долота  $D_D = 220,7 \text{ мм}$ .
7. Осевая нагрузка на долото  $Q_D = 90 \text{ кН} = 9,18 \text{ тс}$ .
8. Наружное давление *2,0 кгс/мм<sup>2</sup>*.
9. Перепад давления в ВЗД и долоте  $\Delta p = 0,6 \text{ кгс/мм}^2$ .
10. Удельный вес бурового раствора  $\gamma_{жс} = 1,12 \text{ гс/см}^3$ .
11. Коэффициент трения колонны о породу  $\mu = 0,3$ .
12. Условие бурения - *нормальные*.
13. Клиновой захват ПКР-560 с длиной клина  $l_{\kappa} = 400 \text{ мм}$ .

#### Расчет УБТ:

Для осложненных условий бурения при диаметре долота 220,7 мм для первой ступени выбирается УБТ-178×90 с наружным диаметром  $D_{01} = 178 \text{ мм}$ , внутренним диаметром  $d_{01} = 90 \text{ мм}$ , весом 1 м трубы  $q_{01} = 145 \text{ кг/м}$ , длина трубы 12 м.

Жесткость на изгиб ступени УБТ 178 – 80 Д должен быть не меньше жесткости обсадной колонны, под которую ведется бурение, это условие в процессе расчётов выполняется, в противном случае при спуске обсадной колонны возможны посадки [12].

Следующим этапом расчётов вычисляем длину ступени УБТ, в ходе расчётов длина ступени УБТ равна 73,5. Так как компоновку из УБТ собираем с помощью труб длиной 12 м, то берем длину УБТ 178 – 80 Д равной 72 м, что соответствует длине 6 труб из которых 2 УБТ немагнитные, так как в КНБК используется телесистема с гидравлическим каналом. Помимо этого, компоновка УБТ в данном случае включает вторую ступень УБТ 146 – 74 Д длиной 8 м, что соответствует длине 1 трубы, для обеспечения плавного переход по жёсткости от основной ступени УБТ к КБТ.

Определяем вес компоновки УБТ в воздухе, в ходе вычислений вес составляет 11250 кгс, общий вес КНБК в скважине составляет 10599 кгс, общую длину компоновки УБТ которая составляет 80 м и общую длину КНБК равной 88,249 м. Для ограничения прогиба УБТ и уменьшения контакта со стенками скважины, рекомендуется устанавливать промежуточные опоры профильного сечения, в результате расчётов необходимо установить 3 промежуточные опоры. Моменты свинчивания принятых УБТ 178 – 80 Д диаметром 178 мм составляют при  $\sigma_t = 38 \text{ кгс/мм}^2$ ,  $\mu' = 0,10$  (смазка Р – 416)  $2470 \div 3260 \text{ кгс} \cdot \text{м}$ , а для УБТ 146x74 момент свинчивания 1280-1630 кгс·м.

### **Расчет КБТ**

Длина первой секции бурильных труб, которая устанавливается над УБТ, принимается равной 150 м и должна проектироваться из труб как можно более низкой группы прочности (Д) с максимальной толщиной стенки (для плавного перехода по жесткости от УБТ к колонне БТ).

Поэтому для первой секции принимаются трубы ТБПК 127-9,19 «Л» с группой прочности (Д). Эти трубы исключают главные недостатки труб ТБВ и ТБН, ТБВК и ТБНК, кроме того, в них существенно меньше гидравлические потери, что особенно важно при бурении ВЗД.

Допускаемое наружное избыточное давление для данной трубы составляет  $P_n = 5,44 \text{ кгс/мм}^2$ . Что выше действующего наружного избыточного давления  $2 \text{ кгс/мм}^2$ .

Допустимое напряжение для бурильных труб первой секции составляет  $[\sigma] = 27,14 \text{ кгс/мм}^2$ . Так как длина первой секции задана (150 м), проверяется выполнение условий статической прочности в верхнем сечении секции для случая отрыва долота от забоя. На вертикальном участке пятиинтервального профиля растягивающая нагрузка  $Q_p = 22977$ , фактический запас прочности  $n = 7,54$ . Найденное растягивающее усилие  $Q_p$  меньше допустимой растягивающей нагрузки для ЗП-162-89 ( $P_{\max} = 282,0 \text{ тс}$ ).

Далее для первой секции проверяется выполнение условия статической прочности на верхней границе искривленного участка (в данном случае два искривлённых участка) при подъёме БК.

*Для искривлённого участка на интервале 2317-2572 м:*

Длина искривленного участка  $l_{и} = 363$  м. В данном случае вся суммарная длина первой секции КБТ и КНБК будут меньше протяжённости искривлённого участка ( $238 \text{ м} < 363 \text{ м}$ ), поэтому проверку условия статической прочности на верхней границе искривлённого участка на интервале 2317-2572 при подъёме БК выполнять не требуется.

*Для искривлённого участка на интервале 100-279 м:*

Длина искривленного участка  $l_{и} = 254$  м. В данном случае вся суммарная длина первой секции КБТ и КНБК будут меньше протяжённости искривлённого участка ( $238 \text{ м} < 254 \text{ м}$ ), поэтому проверку условия статической прочности на верхней границе искривлённого участка на интервале 100-279 м при подъёме БК выполнять не требуется. Таким образом, трубы ТБПК 127-9,19 «Л», удовлетворяют всем условиям и принимаются для компоновки первой секции КБТ. Для второй секции выбираем трубы с ЛБТ -147х13. Допускаемое наружное избыточное давление для данной трубы составляет  $P_{н} = 2,31 \text{ кгс/мм}^2$ . Что выше действующего наружного избыточного давления  $2 \text{ кгс/мм}^2$ . Наибольшая допустимая длина третьей секции 6691 м, что больше необходимой длины второй секции (2945 м).

Проверяется далее, требуется ли корректировка длины второй секции с целью удовлетворения условиям прочности на участках повышенной напряженности. Для этого проверяется выполнение условий статической прочности второй секции на верхней границе первого искривленного участка (набор зенитного угла) для момента окончания бурения наклонного интервала и отрыва долота от забоя.

Рассматривается первый искривлённый участок, так как растягивающие нагрузки на нём гораздо больше, чем на втором искривлённом участке. На втором вертикальном участке (интервал 2317-2572 м)  $Q_{p1} = 16347,79 \text{ кгс}$ . На нижнем искривлённом участке (падение зенитного угла на интервале 2317-2572 м)  $Q_{p2} = 12433 \text{ кгс}$ . На наклонном прямолинейном интервале  $Q_{p3} = 30975,9 \text{ кгс}$ . На верхнем искривлённом интервале (100-279 м)  $Q_{p4} = 30322 \text{ кгс}$ . Первая критическая нагрузка, соответствующая касанию бурильной трубы стенки скважины посередине между замками, будет равна  $T_{c1} = 5396,36 \text{ кгс}$ . Вторая критическая нагрузка, соответствующая началу прилегания бурильной трубы к стенке скважины посередине между замками равняется  $T_{c2} = 16189 \text{ кгс}$ . Допустимые напряжения составляют  $23,6 \text{ кгс/мм}^2$ , что больше  $\sigma_s$ . Фактический запас прочности составляет:  $33/11,5 = 2,86$ . Усилие  $Q_p$  существенно меньше допустимого значения осевой растягивающей нагрузки на замковое соединение ЗЛ-152 ( $208400 \text{ кгс} > 30322 \text{ кгс}$ ).

Условия статической прочности для первой секции на устье скважины выполняются. Фактический запас статической прочности на устье скважины составляет 4,35. Усилие  $Q_p$  здесь значительно меньше допустимого для ЗП-162-89,  $P_{max} = 282,0$  тс. Таким образом, ТБПК 127-9,19 «Л» удовлетворяет всем условиям и принимается для компоновки первой секции КБТ.

Также следует определить наибольшие допустимые глубины спуска секций в клиновом захвате. Для первой секции при коэффициенте охвата  $C = 0,9$  наибольшие допустимые глубины спуска секций в клиновом захвате составят:  $l_{k1} = 2351$  м;  $l_{k2} = 14006$  м.

Таким образом, вся бурильная колонна длиной 3183 м может быть спущена с использованием клинового захвата ПКР-560.

В итоге проектировочного расчета получена следующая конструкция бурильной колонны:

Таблица 20 – Конструкция бурильной колонны

№ п/п	Тип трубы	Диаметр, мм	Длина секции, м
1	УБТ 178-80	178	9
3	ЛБТ-147х13	147	1500
4	ТБПК 127-9,19 «Л»	127	

### **2.3.6. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов при бурении технологического и эксплуатационного участков скважины**

Буровые растворы выполняют функции, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважины в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из этих функций – обеспечение быстрого углубления, очистку забоя от шлама и транспортировку его на поверхность, сохранение в устойчивом состоянии ствола скважины и коллекторских свойств продуктивных пластов. Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия раствора с проходимыми породами.

Тип бурового раствора, его компонентный состав и границы возможного применения устанавливаются исходя из их геологических условий: физико-химических свойств пород и содержащихся в них флюидов, пластовых и горных давлений, забойной температуры.

Литологический разрез скважины представлен в основном песками, глинами, супесями, аргиллитами, алевролитами. Максимальная забойная температура 81 °С. В скважине возможны следующие виды осложнений: осыпи, обвалы, прихваты инструмента, водопроявления, поглощение бурового раствора.

Исходя из опыта бурения в Западной Сибири, с лучшей стороны показывает себя полимерглинистый раствор. Параметры, необходимые для качественного бурения и вскрытия продуктивных горизонтов, этим раствором выдерживаются. Соотношение цены и

качества приемлемо. Для приготовления бурового раствора используются: глина бентонитовая марки ПБМА, техническая вода и необходимый комплексный набор химических реагентов. В качестве химреагентов используют: КМЦ марки Габроил HV – высоковязкая полианионная целлюлоза, применяется для снижения фильтрации и увеличения вязкости бурового раствора; Сайпан – относится к классу полиакриламидных реагентов, предназначен для снижения фильтрации пресных растворов с низким содержанием твердой фазы, эффективно стабилизирует вязкость буровых растворов, образует по всей поверхности ствола прочную корку, эффективно уменьшающую фильтрацию раствора; Нитрилтриметилфосфоновую кислоту (НТФ) – фосфоновый комплексон, применяется как разжижитель пресных неингибированных растворов; Кальцинированная сода (карбонат натрия), применяется для связывания агрессивных ионов кальция и магния при загрязнении бурового раствора минерализованными хлоркальциевыми и хлормagneйными водами и цементом, также применяется также как химический диспергатор глин и для регулирования pH бурового раствора; ФК – 2000 состоит из анионных, неионогенных поверхностно-активных веществ и полезных добавок, применяется как профилактическая антиприхватная смазочная добавка; ПЖД - 515 – гармоничная сочетающаяся композиция неионогенного ПАВ, азотосодержащей добавки и растворителя, предназначен для снижения негативного влияния буровых растворов и других технологических жидкостей на проницаемость продуктивных горизонтов.

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» действующим с 2003 года давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{пл}$  на глубине 0 – 1200 метров на 10 %, но не более 1,5 МПа, на глубине более 1200 на 5 %, но не более 2,5 МПа.

Уровень  $pH$  по всем интервалам проектом принимается равный 8, так как применяемый комплекс химреагентов обеспечивает стабильную работу при уровне  $pH \geq 8$ .

Показатель содержания песка, исходя из опыта бурения скважин на данной площади, по всем интервалам проектом принимается равный 1 %.

В ходе расчётов были рассчитаны по интервалам такие показатели, как удельный вес бурового раствора, величина статического напряжения сдвига через 1 минуту и через 10 минут, плотность, условная вязкость и показатель фильтрации.

Проектируемые параметры бурового раствора представлены в табл. 21.

### **2.3.7. Расчет необходимого расхода бурового раствора**

При бурении скважины в любом интервале, оптимальный расход очистного агента должен обеспечивать:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;

Таблица 21 – Параметры бурового раствора на интервалах бурения

Интервал бурения, м		Плотность, г/см <sup>3</sup>	СНС <sub>10</sub> , дПа	СНС <sub>1</sub> , дПа	Условная вязкость, сек	Показатель фильтрации, см <sup>3</sup> /30 мин	рН	П, %
от	до							
0	650	1,18	61	22	25	8	8	1
650	1350	1,13	55	15	24	8	8	1
1350	2760	1,12	50	15	24	8	8	1
2760	2820	1,08	20	10	23	4-6	8	1

- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между буровыми трубами и стенками скважины;

- предотвращение размыва стенки скважины;

- предотвращение прихватов;

- предотвращение сальникообразования;

- обеспечение гидромониторного эффекта;

- предотвращение гидроразрыва горных пород;

- устойчивую работу забойного двигателя (если он используется) [10].

В ходе расчётов были рассчитаны расходы промывочных жидкостей, которые бы обеспечили вынос шлама на поверхность, расходы, предотвращающие размыв стенок скважины, расходы предотвращающие прихваты. Расчет расхода промывочной жидкости для эффективности очистки забоя скважины, рассчитывался для каждого интервала бурения. Окончательный выбор расхода промывочной жидкости обусловлен производительностью насосов.

Расчетные значения расхода промывочной жидкости на интервалах бурения заносим в табл. 22.

Таблица 22 – Расход промывочной жидкости по интервалам бурения

Интервал, м	Расход промывочной жидкости, м <sup>3</sup> /сек
0 – 650	0,056
650 – 1350	0,032
1350 – 2820	0,028

### 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола

скважин, направленной на улучшение технико-экономических показателей бурового процесса.

Целью составления гидравлической программы бурения является определения рационального режима промывки скважины, обеспечивающего наиболее эффективную отработку буровых долот при соблюдении требований и ограничений, обусловленных геологическими техническими и эксплуатационными характеристиками применяемого оборудования и инструмента.

При составлении гидравлической программы предполагается:

- исключить флюидопроявления из пласта и поглощения бурового раствора;
- предотвратить размыв стенок скважины и диспергирование транспортируемого шлама;
- обеспечить очистку забоя и вынос шлама из кольцевого пространства скважины;
- рационально использовать гидравлическую мощность насосной установки;
- исключить аварийные ситуации при остановках циркуляции и пуске буровых насосов.

#### Исходные данные для расчета:

Глубина бурения скважины по стволу $H$ , м	3111
Диаметр долота $d_d$ , м	0,2207
Коэффициент кавернозности $K$	1,2
Пластовое давление $P_{пл}$ , МПа	28,72
Давление гидроразрыва $P_{гд}$ , МПа	56,8
Плотность разбуриваемых пород $\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>	2300
Расход промывочной жидкости $Q$ , м <sup>3</sup> /с	0,028
Тип бурового насоса	УНБТ-950
Механическая скорость бурения $V_m$ , м/с	0,005
Наружный диаметр УБТ 178-90 Д $d_n$ , м	0,178
Наружный диаметр УБТ 146-74 Д $d_n$ , м	0,146
Наружный диаметр ПК 127-12,7 Д, м	0,127
Наружный диаметр ЛБТ-129-9 $d_n$ , м	0,129
Длина УБТ 178-80Д, м	72
Длина УБТ 146-74 Д, м	8
Длина ТБПК 127-12,7, м	150
Длина ЛБТ 129-9 Д, м	2820
Внутренний диаметр УБТ 178-90 Д $d_b$ , м	0,090
Внутренний диаметр УБТ 146-74 Д $d_b$ , м	0,074
Внутренний диаметр ПК 127-12,7 Д $d_b$ , м	0,1016
Внутренний диаметр ЛБТ-129-9 $d_b$ , м	0,111
Пластическая вязкость промывочной жидкости $\eta$ , Па·с	0,015
Динамическое напряжение сдвига $\tau_0$ , Па	15
Плотность промывочной жидкости $\rho_{пж}$ , кг/м <sup>3</sup>	1050

Для определения плотности промывочной жидкости, при которой не произойдет гидроразрыва пласта, необходимо вычислить критические числа Рейнольдса  $Re_{кр}$  в кольцевом пространстве, действительные числа Рейнольдса в кольцевом пространстве  $Re_{кп}$  и числа Сен-Венана в кольцевом пространстве. Критические и действительные значения Рейнольдса в затрубном пространстве рассчитаны и приведены в сводную таблицу 23.



Таблица 23 – Значения Рейнольдса

Тип БТ	Критические значения Рейнольдса	Действительные значения Рейнольдса
ЛБТ 129-9	23104	23993
ТБПК 127-12	21055	26213
УБТ-146-74	15223	35990
УБТ 178-80	18568	29592

Во всей бурильной колонне  $Re_T > Re_{кр}$ , следовательно движение происходит при турбулентном режиме и описывается уравнением Дарси-Вейсбаха.

Далее рассчитывались значения коэффициентов гидравлического сопротивления  $\lambda$ . Результаты расчета приведены в табл. 24.

Таблица 24 – Значения коэффициентов гидравлического сопротивления.

Тип БТ	$\lambda$
ЛБТ 129-9	0,03
ТБПК 127-12	0,03
УБТ-146-74	0,031
УБТ 178-80	0,03

Далее рассчитаны потери давления внутри бурильной колонны (табл. 25).

Таблица 25 – Потери давления внутри бурильной колонны.

Тип БТ	$\Delta P_T$
ЛБТ 129-9	3,73
ТБПК 127-12	0,296
УБТ-146-74	0,0784
УБТ 178-80	0,262

Местными потерями давления в приварных замках ТБПВ и ЛБТ пренебрегают, так как потери не значительны. Суммарные потери давления внутри колонны бурильных труб и секций УБТ составят 4,37 МПа. Потери давления в наземной обвязке составляют  $\Delta P_0 = 2,81$  МПа:

Для вычисления потерь давления в затрубном пространстве необходимо рассчитать значения критических чисел Рейнольдса. Результаты расчетов приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Потери давления в затрубном пространстве.

Тип БТ	Критический значения чисел Рейнольдса
за ЛБТ-129 (в обсадной колонне) на интервале 0-650	42456
за ЛБТ-129 (в обсадной колонне) на интервале 650-1350	24095
за ТБПК-127 (открытом стволе)	29139
за УБТ-146-74	24870
за УБТ 178-80	17934
за з/д 7LZ – 178	17934

Далее вычисляем действительные значения чисел Рейнольдса в затрубном пространстве ( $Re_{кп}$ ), приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Действительные значения чисел Рейнольдса в затрубном пространстве ( $Re_{кп}$ ).

Тип БТ	Действительные значения чисел Рейнольдса
за ЛБТ-129 (в обсадной колонне) на интервале 0-1350	5876
за ЛБТ-129 (в обсадной колонне) на интервале 1350-2655	7109
за ТБПК-127 (открытом стволе)	6790
за УБТ-146-74	6476
за УБТ 178-80	6008
за з/д 7LZ – 178	6008

В затрубном пространстве  $Re_{кп} < Re_{кр}$ , значит движение бурового раствора происходит при ламинарном режиме и описывается уравнением Сен-Венана.

Далее рассчитываются потери давления в затрубном пространстве. Результаты вычислений приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Потери давлений в затрубном пространстве.

Тип БТ	Потери давлений, МПа
за ЛБТ-129 (в обсадной колонне) на интервале 0-1350	0,53
за ЛБТ-129 (в обсадной колонне) на интервале 1350-2655	0,88
за ТБПК-127 (открытом стволе)	0,076
за УБТ-146-74	0,00496
за УБТ 178-80	0,0577
за з/д 7LZ – 178	0,00662

Суммарные потери давления в затрубном пространстве составят 1,559 МПа, а суммарные потери давления в затрубном пространстве от замков составят 0,00576 МПа. Вычисляется перепад давления в забойном двигателе, и составляет  $\Delta P_{зд} = 4,39$  МПа. Далее определяем перепад давления, связанный с выносом шлама, и составит  $\Delta P_r = 2,39$  МПа. Сумма потерь давления во всех элементах циркуляционной системы составляет 15,52 МПа. Далее рассчитывается резерв давлений на долоте, и составит 2,88 МПа. Скорость течения жидкости в насадках по расчетам составит 89,7 м/с. Так как скорость течения жидкости в насадках  $> 80$  м/с и перепад давления на долоте меньше критического ( $\Delta P_p < P_{кр} = 12$  МПа), то бурение данного интервала возможно с использованием гидромониторных долот. Перепад давления в долоте составит 6,205 МПа. Расчетное рабочее давление на насосах составит 17,955 МПа.

Утечки промывочной жидкости через уплотнение вала забойного двигателя составят  $Q_y = 0,0017$ . Для определения числа насадок необходимо рассчитать площадь промывочных отверстий, которые составят 0,000263 м<sup>2</sup>. Применяются три насадки с внутренним диаметром 10 мм.

Таким образом, из вышеприведенных расчетов видно, что суммарные потери давления в трубном и затрубном пространствах меньше давления развиваемого буровым насосом типа УНБТ – 950 при диаметре цилиндрических втулок 160 мм, следовательно технологический режим промывки скважины выбран верно.

### **2.3.9. Обоснование критериев рациональной отработки долот**

Под показателем отработки долот, в настоящее время, обычно подразумеваются данные, позволяющие оценить результаты его эксплуатации, в данных условиях, эффективность бурения. Рациональная отработка долот имеет большое техническое и экономическое значение. От степени рациональной отработки долот в большей степени зависит темп проводки скважины и себестоимость 1 метра проходки. Для оценки работы долот пользуются соответствующими показателями. К показателям отработки относятся:

- Проходка на долото;
- Продолжительность (срок службы) работы;
- Механическая скорость бурения;
- Стоимость бурения единицы длины ствола скважины.

Проходка на долото позволяет судить об объемах полезной работы выполненной конкретным буровым инструментом в линейных единицах – длине пробуренного ствола скважины. Для трехшарошечных и лопастных долот этот показатель, как правило, совпадает с проходкой за рейс, так как они в большинстве случаев выходят из строя в течение первого же рейса. Максимальную проходку на долото можно получить при полном износе долота, то есть при длительной его работе на забое.

Продолжительность работы инструмента дополняет проходку на долото. Он характеризует работу инструмента уже не со стороны ее объема, а со стороны ее длительности. По оценке работы вспомогательно-механического инструмента – это весьма важно, а указанный показатель приобретает функции основного.

Увеличение длительности работы инструмента может привести не только к полезным результатам, которые особенно ощутимы в глубоком бурении, где прирост рассматриваемого показателя по отношению продолжительности СПО, подготовительно - заключительных и иных работ особенно ценен, но и отрицателен. Отрицательные результаты могут быть выражены чрезмерным износом инструмента. Работа долота может прерваться при возникновении критической ситуации, определяемой бурильщиком, которая наступает под действием одного, реже нескольких обстоятельств, следующего характера:

- Экономического (вследствие изменения свойств пород бурения, которых данным долотом оказывается экономически невыгодным);
- Физического (предельно допустимого изнашивания долот по вооружению, его диаметру, опоре шарошки или сочетанием того и другого);

- Технологического (необходимость срочной замены забойного двигателя, элементов бурильной колонны, аварии);

- Геолого-технического (достижения глубины, на которой необходимо переходить на долото другого диаметра, отбирать керн, проводить каротаж и др.).

Механическая скорость является производной от проходки на долото по времени и поэтому неразрывно связана с первыми двумя показателями. Максимальная механическая скорость может быть достигнута с сокращением времени пребывания долота на забое.

Стоимость проходки единицы длины скважины обычно выражается стоимостью одного метра бурения. Минимизация стоимости единицы проходки ствола скважины – главное и непереносимое требование, которому должны удовлетворять выбор оптимальных значений режимных параметров инструмента. Из всех перечисленных параметров наиболее подходящим является рейсовая скорость бурения, максимально учитывающая все факторы, поэтому в качестве основного критерия отработки долот выбирается этот показатель.

### **2.3.10. Технология бурения на участках направленного изменения кривизны скважины и при вскрытии продуктивного пласта**

Для бурения скважины на различных интервалах проектируются следующие компоновки БК (табл. 29). Технологические причины искривления скважины связаны с режимными параметрами процесса бурения. К их числу относятся: осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент, частота вращения инструмента, количество и качество промывочной жидкости.

Повышение осевой нагрузки всегда приводит к увеличению интенсивности искривления скважины. Это объясняется увеличением прогиба КНБК, возрастанием отклоняющей силы, увеличением разработки стенок скважины, что приводит к увеличению угла перекоса.

Повышение частоты вращения колонны бурильных труб практически всегда сопровождается уменьшением интенсивности искривления. Это можно объяснить кинематикой движения КНБК в скважине. При малой частоте вращения колонна вращается в основном вокруг своей оси, а при большой – вокруг оси скважины.

Расход и качество промывочной жидкости также оказывают влияние на искривления скважин. В мягких породах при повышенном расходе промывочной жидкости стенки скважины размываются более интенсивно, угол перекоса увеличивается, что приводит к увеличению интенсивности искривления.

## **2.4. Технические средства и режимы бурения при отборе керна**

Бурение с отбором керна не проводится – данная скважина добывающая.

Таблица 29 – Компоновка низа бурильной колонны

Условный № КНБК	Интервал, м		Номер по порядку	Элементы КНБК (до бурильных труб)	Назначение	
	по вертикали	по стволу				
1	2	3	4	5	6	
1	0-80	0-80	1 2	III 508 С-ЦВ УБТ-203	Бурение под направление	
2	100-279	100-354	1	III 393,7 МС-ГВУ Калибратор 8К – 393,7 МС 5LZ - 244 Обратный клапан КОБ 203 Телесистема СИБ-2 Утяжеленная бурильная труба УБТ-178x80	Набор зенитного угла при бурении под кондуктор	
			2			
3	279-650	354-745	3 4 5 6		Стабилизация зенитного угла при бурении под кондуктор	
4	650-1350	745-1481	1 2 3 4 5 6			
5	1350-2317	1481-2499	1		БИТ 295,3 ВТ 519 Н 5LZ - 244 Обратный клапан КОБ 203 Переливной клапан ПК-203 Телесистема СИБ 2 Утяжеленная бурильная труба УБТ-178x80	Стабилизация зенитного угла при бурении под промежуточную колонну
			2			
6	2317-2572	2499-2760	3	БИТ 220,7 ВТ 613 7LZ - 178 Обратный клапан КОБ 178-3-147 Переливной клапан ПК-178 Телесистема СИБ-2 Утяжеленная бурильная труба УБТ -178x80		Стабилизация зенитного угла при бурении под эксплуатационную колонну
			4			
7	2572-2820	2760-3111	5			Уменьшение зенитного угла при бурении под эксплуатационную колонну
			6			
			1		Бурение вертикального участка под эксплуатационную колонну	
			2			
			3			
			4			
			5			

## 2.5. Проектирование процессов заканчивания скважины

### 2.5.1. Расчет давлений

Обсадная колонна является ответственной конструкцией, несущей различные по характеру и величине нагрузки [3].

На колонну действуют:

- Растягивающие нагрузки от собственного веса.
- Сжимающие нагрузки от собственного веса, возникающие при разгрузке колонны, установленной на забой.
- Осевые нагрузки (динамические), возникающие в период неустановившегося движения колонны.
- Осевые нагрузки, обусловленные трением о стенки скважины.
- Осевые нагрузки от избыточного давления и температуры при цементировании и эксплуатации.
- Изгибающие нагрузки при искривлении колонны в результате потери устойчивости и при работе в наклонных скважинах.

В зависимости от назначения будут также действовать и силы трения.

В связи с тем, что в настоящее время отсутствуют достоверные данные для определения фактических нагрузок в глубоких скважинах, в качестве расчетной осевой нагрузки по инструкции считают вес колонны в воздухе [14].

Для расчета растягивающие нагрузки рекомендуется определять без учета потерь веса в жидкости. Исходные данные для расчета обсадной колонны приведены в табл. 30.

Таблица 30 – Исходные данные для расчета обсадных колонн

Глубина скважины по вертикали (по стволу), Н, L, м	2942 (3182)
Высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	30
Высота буферной жидкости $h_{буф.ж}$ , м	150
Высота цементного раствора $h_{цем.р}$ , м	120
Высота облегченного тампонажного раствора $h_{об.т.р}$ , м	2472
Плотность буферной жидкости $\rho_{б.ж}$ , г/см <sup>3</sup>	1,05
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{об.т.р}$ , г/см <sup>3</sup>	1,4
Плотность цементного раствора $\rho_{ц.р}$ , г/см <sup>3</sup>	1,85
Плотность пресной воды $\rho_{п.ж}$ , г/см <sup>3</sup>	1
Пластовое давление $P_{пл}$ МПа	28,72

### 2.5.2. Расчет действующих нагрузок

Расчет наружных избыточных давлений

Первый случай при цементировании обсадной колонны в конце продавки при снятом давлении на устье (рисунок 3). Известно, что при цементировании максимальные давления в цементировочной головке  $P_{цг}$  возникают в конце процесса при посадке разделительной

пробки на стоп – кольцо. Второй случай, соответствующий концу эксплуатации скважины (рисунок 4). Расчёт наружных избыточных давлений представлен в таблице 31.

Таблица 31 – Наружные избыточные давления

	Давление в первом случае, МПа	Давление во втором случае, МПа
Точка 1	0	0
Точка 2	0,074	1,038
Точка 3	9,77	26,5
Точка 4	12,19	30,45
Точка 5	12,19	-

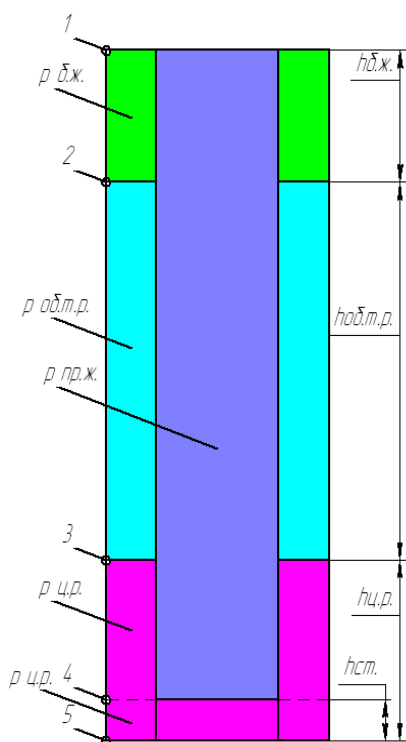


Рисунок 3. Наружные избыточные давления при цементировании обсадной колонны в конце продавки при снятом давлении на устье.

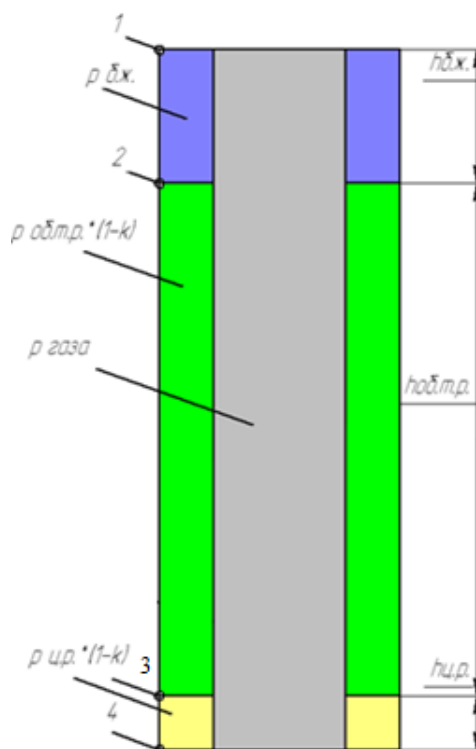


Рисунок 4. Наружные избыточные давления в конце эксплуатации.

#### Расчет внутренних избыточных давлений:

Первый случай, цементирование колонны без выхода тампонажного раствора на устье (рисунок 5). Известно, что при цементировании максимальные давления в цементировочной головке  $P_{цг}$  возникают в конце процесса при посадке разделительной пробки на стоп – кольцо. Второй случай, при опрессовке скважины (рисунок 6). Расчёт внутренних избыточных давлений представлен в таблице 32.

Итогом всей проделанной работы является график наружных избыточных давлений (рисунок 7) и внутренних избыточных давлений (рисунок 8), на котором, отчетливо видно изменение давления от глубины скважины.

Таблица 32 – Внутренние избыточные давления

	Давление в первом случае, МПа	Давление во втором случае, МПа
Точка 1	23,16	27,06
Точка 2	23,08	26,98
Точка 3	13,38	25,77
Точка 4	10,97	24,55
Точка 5	10,72	

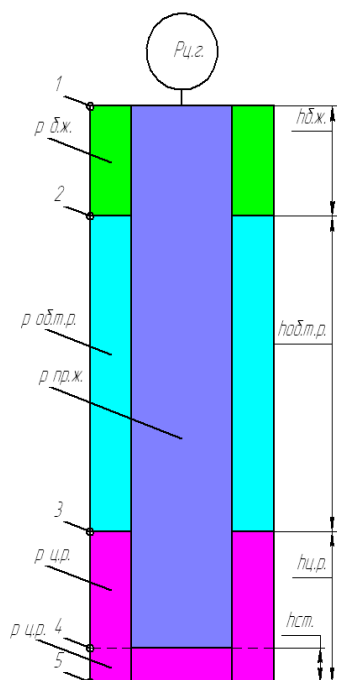


Рисунок 5. Внутренние избыточные давления при цементировании колонны без выхода тампонажного раствора на устье

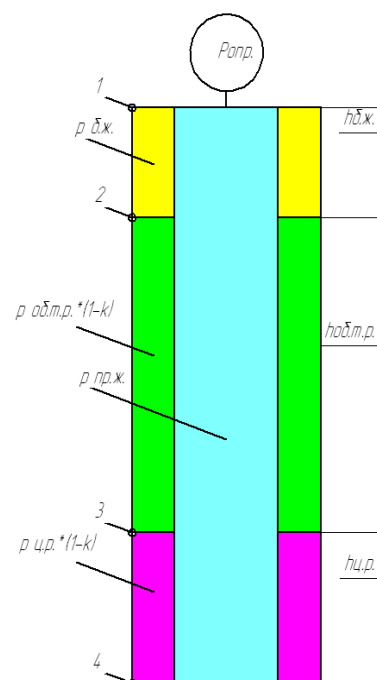


Рисунок 6. Внутренние избыточные давления при опрессовке скважины.

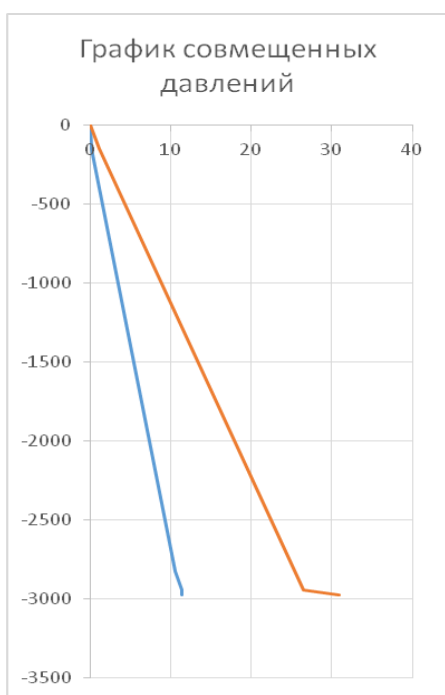


Рисунок 7. График наружных избыточных давлений

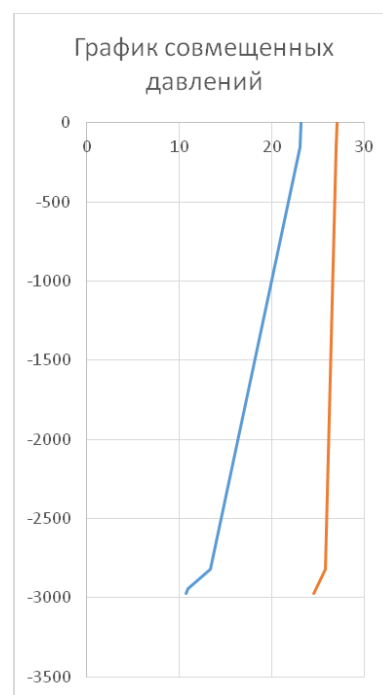


Рисунок 8. График внутренних избыточных давлений.



### 2.5.3. Расчет параметров обсадной колонны

Для нефтяных и газовых скважин, в связи с требованиями инструкции по расчету обсадных колонн выбирается исполнение «А» и тип трубы ОТТГ, в связи с тем, что скважина газовая и с максимальным внутренним избыточным давлением 27,06 МПа.

В расчёт первой секции выбирается обсадная труба диаметром 0,178 м, группы прочности Д с толщиной стенки  $\delta^1 = 0,0104$  м,  $P^1_{CM} = 35,47$  МПа.

По графику наружных избыточных давлений, определяется глубина установки секции, глубина по стволу  $L^1 = 2912$  м. Длина первой секции равна  $l_1 = 271$  м, ее вес составляет  $G^1 = 11,65$  кН, прочность на смятие равна  $P^2_{CM} = 25,4$  МПа. Фактический коэффициент запаса прочности для второй секции на глубине  $L^1$  равен  $n_{стр} = 1,1$  кН, условия для второй секции соблюдаются, параметры первой секции принимаются окончательно, труба ОТТГ с диаметром 146 мм, группа прочности «Д», толщина стенок 7,7 мм.

Для второй секции выбираем трубы ОТТГ диаметром 178 мм толщиной стенки 9,2 мм,  $L^2 = 2186$  м; Длина второй секции равна  $l_2 = 852$  м, ее вес составляет  $G^2 = 328,02$  кН, страгивающая нагрузка равна  $n_{стр} = 2,9$  кН.

Для третьей секции выбираем трубы ОТТГ диаметром 178 мм толщиной стенки 8,1 мм. Длина третьей секции равна  $l_3 = 579$  м, ее вес составляет  $G^3 = 196,28$  кН.

Для четвертой секции выбираем трубы ОТТГ диаметром 178 мм толщиной стенки 6,9 мм. Длина четвертой секции равна  $l_4 = 1231$  м, ее вес составляет  $G^4 = 361,9$  кН.

Для пятой секции выбираем трубы ОТТГ диаметром 178 мм толщиной стенки 8,1 мм. Длина пятой секции равна  $l_5 = 250$  м, ее вес составляет  $G^5 = 84,75$  кН.

Проверка запаса прочности на растяжение на участке начала искривления удовлетворяет всем условиям, поэтому расчёт обсадной колонны рассчитан правильно. Параметры обсадной колонны представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Параметры секций обсадной колонны

№ секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1 м трубы	секции	суммарный	
1	Д	6,9	271	0,43	116,53	116,53	3111-2912
2	Д	8,1	852	0,395	328,02	444,55	2912-2060
3	Д	8,1	579	0,339	195,28	640,83	1481-2060
4	Д	9,2	1231	0,294	361,9	1002,75	250-1481
5	Д	10,4	250	0,339	84,75	1087,495	0-250

### 2.5.4. Технологическая оснастка обсадной колонны

Для облегчения спуска обсадной колонны и качественного ее цементирования по выбранной технологии в состав колонны вводят дополнительные элементы: башмак, обратный клапан, скребки и центраторы.

Проектом выбирается башмак БКМ-178 для труб ОТТГ с диаметром центрального отверстия 80 мм и высотой 303 мм и наружным диаметром 188 мм.

Обратный клапан устанавливают в нижней части обсадной колонны на одну-две трубы выше башмака. Обратный клапан служит для перекрытия пути поступления жидкости внутрь обсадной колонны. Проектом выбирается ЦКОДУ-178, где У – нет ограничений по величине зенитного угла.

Скребки устанавливают на обсадной колонне для удаления глинистой корки со стенок скважины и повышения надежности сцепления цементного камня со стенками ствола скважины. Известны две разновидности конструкции скребков - круговые и прямолинейные.

Центраторы устанавливают на обсадной колонне для поддержания соосности ствола скважины и спущенной обсадной колонны и создания благоприятных условий для равномерного распределения цементного раствора по кольцевому зазору. Центраторы также способствуют снижению сил трения при спуске колонны и более полному замещению цементным раствором жидкости, находившейся в затрубном пространстве.

В связи с тем что эксплуатационная колонна спускается в предыдущую колонну, то необходимо поставить дополнительные центраторы выше башмака предыдущей колонны на расстоянии 30-50 м выше каждые 8-10 м. Следовательно, проектом дополнительно принимается еще 5 центраторов для установки выше башмака кондуктора.

В результате, на эксплуатационную колонну проектом принимается всего 245 центраторов типа ЦЦ-4-178/220.

## 2.5.5. Расчет и обоснование параметров цементирования

### 2.5.5.1. Обоснование способа цементирования

В таблице 34 представлены основные исходные данные, необходимые для расчета и обоснования параметров цементирования.

Таблица 34 - Исходные данные

$\rho_{буф}$	1050 кг/м <sup>3</sup>	$H_{буф}$	150 м	171 м (L)
$\rho_{обл.ц}$	1400 кг/м <sup>3</sup>	$H_{обл.ц}$	2472 м	22719 м (L)
$\rho_{ц}$	1850 кг/м <sup>3</sup>	$H_{ц}$	320 м	320 м (L)
$\lambda$	0,035	$P_{ГР}$	56,8 МПа	
<b>Верхний интервал (зацементированный)</b>		<b>Нижний интервал (незацементированный)</b>		
$L_1$	1481 м	$L_2$	1702 м	
$k_1$	1	$D_{свк2}$	0,2207 м	
$d_{Н1}$	0,178 м	$d_{Н2}$	0,178 м	
$\rho_{бр}$	1120 кг/м <sup>3</sup>	$v_{кп2}$	0,4 м/с	

Рассчитано гидростатическое давление в кольцевом пространстве, равное 40,4 МПа. Далее определены необходимые параметры для расчета гидродинамического давления:  $\rho_{срвз1}$

= 1402 кг/м<sup>3</sup>,  $\rho_{\text{срвз2}} = 1850 \text{ кг/м}^3$  т.к. состоит из одного интервала численно будет равнять плотности цементного раствора. Скорость восходящего потока в обсаженной части 0,935 м/с.

Сумма гидродинамического давления на всех интервалах кольцевого пространства равняется 41,3 МПа, что меньше 0,8 от давления гидроразрыва равного 56,8 МПа. В связи с этим, условие выполняется, поэтому выбираем одноступенчатое цементирование двумя порциями тампонажного раствора, а заканчиваем цементирование на второй передаче цементировочного агрегата.

Эксплуатационная колонна диаметром 178 мм цементируется в один прием (градиенты гидроразрыва пород по всему разрезу скважины мало различаются между собой, а глубина скважины до 3000 м) двумя порциями тампонажного раствора. Верхняя порция – облегченный тампонажный раствор; нижняя порция - тампонажный раствор с повышенными изоляционными свойствами нормальной плотности.

#### **2.5.5.2. Расчет объема буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости и количества составных компонентов**

Расчёт начинают с определения объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.

Объём тампонажного раствора  $V_{\text{ТР}}$  (в м<sup>3</sup>) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны, с учётом коэффициента кавернозности, и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне.

Объём буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны входе расчётов равен  $V_{\text{БЖ}} = 15,48 \text{ м}^3$ .

Объём тампонажного раствора  $V_{\text{ТР}}$  (в м<sup>3</sup>) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны, с учётом коэффициента кавернозности, и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне.

Объём облегченного тампонажного раствора входе расчётов равен: в технической колонне 11,1 м<sup>3</sup>, в эксплуатационной колонне 21,93 м<sup>3</sup>.

Объём тампонажного раствора нормальной плотности входе расчётов равен 6,08 м<sup>3</sup>.

Далее выполнялся расчет необходимого количества продавочной жидкости  $V_{\text{ПР}}$  (м<sup>3</sup>), который составляет 62,86 м<sup>3</sup>.

Следующим этапом расчёта является определение необходимых количеств компонентов (по массе или по объёму) буферной жидкости и тампонажного раствора.

При расчете компонентов буферной жидкости исходят из рецептуры этой жидкости. Рецептуру, которая даётся обычно в г/литр, кг/м<sup>3</sup> или весовых и объёмных процентах пересчитывают на требуемый объём жидкости (с учётом, если необходимо, плотности компонентов). Для некоторых буферных жидкостей, которые поставляются в заводской готовности, расчёт на компоненты не требуется.

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водотвёрдого (водоцементного) отношения рекомендуемого поставщиком и оптимальной плотности цементного раствора, которая для бездобавочного цемента равна 1,85 г/см<sup>3</sup>, а для облегчённого выбирается из условия недопущения гидроразрыва наиболее слабого пласта.

В таблице 35 приведены расчетные значения буферной жидкости и тампонажного раствора.

Таблица 35 – Расчетные значения буферной жидкости и тампонажного раствора

Тампонажный раствор нормальной плотности и облегчённый	Объём тампонажного раствора, м <sup>3</sup>	Масса тампонажной смеси, т	Объём воды для затворения тампонажного раствора, м <sup>3</sup>
Тамп. раствор. норм. плотности	6,08	8,09	6,63
Облег. тамп. раствор	33,03	24,35	11,81
Сумма	39,1	32,45	18,44

### 2.5.5.3. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

В ходе гидравлического расчета цементирования обсадных колонн определили необходимую суммарную подачу цементировочных агрегатов  $Q = 8,56$  л/с из условия обеспечения максимально возможной скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве  $v = 0,4$  м/с, допустимого давления на цементировочной головке  $P_{ЦГ} = 14,37$  МПа.

Затем рассчитано давление на цементировочных насосах цементировочных агрегатов  $P_{ЦА} = 17,875$  МПа.

Соответственно, выбираем диаметр втулки 127 мм, при которой подача на 2 скорости составляет 5,3 дм<sup>3</sup>/с, насос 9Т.

По расчетным значениям  $Q$  и  $P_{ЦА}$  выбирают тип цементировочных агрегатов (ЦА), количество которых равно 3 единицам. Также принимаем еще 2 агрегата, для подачи в осреднительную емкость.

В связи с тем, что в верхних слоях расположены многолетние мерзлые породы, закачка облегченного цементного раствора производится в первую очередь, для этого необходимо

замешать тампонажный раствор в отдельной емкости или в половине бака агрегата цементирующего агрегата.

В результате, для цементирования эксплуатационной колонны проектом принимается 5 цементирующих агрегатов.

В результате проверки был получен результат, что для общего объема воды затворения тампонажной смеси мерных баков цементирующих агрегатов недостаточно. Соответственно, в процессе цементирования необходимо долить необходимое количество воды затворения из системы водоснабжения буровой установки.

Для приготовления тампонажного раствора принимаем смесительную установку УС-6-30 на автомобильной базе УРАЛ.

Из проведенных расчетов получаем, что необходимо 2 цементосмесительные машины для закачки одного типа тампонажного раствора. Так как проектом предусмотрено цементирование двумя порциями тампонажного раствора, то для цементирования необходимо 4 цементосмесительных машины, т.к. смесительная машина имеет максимальную производительность 27 л/с, что не достаточно для подключения к ней двух цементирующих агрегатов для обеспечения необходимой производительности.

Затем проверяется, достаточно ли суммарной массы тампонажной смеси в бункерах цементосмесительных машин  $G$  (в тоннах) для цементирования колонны:

$$G = m \cdot G_{\text{б}} \geq G_{\text{сух}}$$

где  $G_{\text{сух}}$  – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;  $G_{\text{б}}$  – вместимость бункера смесителя, т.

$$G = 4 \cdot 21 = 84 \geq 32,452.$$

Получаем, что объема бака для облегченного цемента и цемента нормальной плотности достаточно для хранения сухого материала. В результате имеем 4 цементосмесительные машины, работающие на скважину.

#### **2.5.5.4. Технологический режим цементирования скважины**

Расчёт режимов закачки растворов начинают с построения графика изменения давлений на цементирующей головке в зависимости от суммарного объёма закаченных растворов. График строится по трём характерным точкам, между которыми изменение давления на цементирующей головке с некоторой долей условности считают линейным. Это точка начала закачки тампонажного раствора в обсадную колонну, в которой давление на цементирующей головке равно сумме гидравлических сопротивлений в колонне и кольцевом пространстве, точка, соответствующая моменту прихода тампонажного раствора на забой, когда давление на цементирующей головке минимально и точка в конце продавки тампонажного раствора, в которой давление на цементирующей головке максимально.

Максимальное давление на цементирующей головке, без учёта давления «Стоп» в

конец продавки тампонажной смеси равняется  $P_{\text{ц}} = 11,37$  МПа.

Для расчёта давления, которое возникает на цементировочной головке в момент прихода тампонажной смеси на забой, было рассчитано максимальная ожидаемая разность гидростатических давлений, равная – 10,89 МПа, а также проверка следующего условия:

$$P_{\text{ГС}}^1 + P_{\text{К}}^1 \leq 0,95 P_{\text{ГР}}.$$

Получаем неравенство:

$$0,68 + 2,17 + 32,75 \leq 0,95 \cdot 56,8, \\ 35,6 \leq 53,96.$$

Условие выполняется, следовательно, можно производить закачку тампонажного раствора на 5-й передаче цементировочного агрегата.

Давление на цементировочной головке в начале закачки  $P_{0\text{ц}} = 6,1$  МПа. Давление на цементировочной головке в конце продавки  $P_{\text{т}} = 7,3$  МПа. Давление на цементировочной головке в начале закачки  $P_{0\text{ц}}$  тампонажного раствора в обсадную колонну не должно быть больше давления в конце продавки.

Следующий этап – определение суммарных закачанных объёмов  $\Sigma V$  в скважину при цементировании (абсциссы графика). Эти объёмы рассчитывают без учёта закачки буферной жидкости. На момент начала закачки тампонажного раствора объём  $\Sigma V^0$  равен нулю. В момент прихода тампонажного раствора на забой  $\Sigma V^1$  равна внутреннему объёму обсадной колонны  $V_{\text{ок}}$ .

$$\Sigma V^1 = V_{\text{ок}} = 65,26.$$

В конце продавки тампонажного раствора  $\Sigma V$  равен сумме объёмов тампонажного раствора  $V_{\text{тр}}$  и продавочной жидкости  $V_{\text{пр}}$ :

$$\Sigma V = V_{\text{тр}} + V_{\text{пр}} = 101,96.$$

По полученным данным строят график изменения давления на цементировочной головке, представленный на рисунке 9.

На график накладывают горизонтальные линии соответствующие максимальным давлениям развиваемым цементировочным насосом цементировочных агрегатов на каждой передаче, от максимально допустимой до низшей передачи, предварительно умноженным на 0,8. То есть строятся графики  $P_i(V) \cdot 0,8$ , совмещённые с графиком изменения давления на цементировочной головке. Пересечения этих графиков дают возможность определить объёмы технологических жидкостей, откаченные цементировочными насосами на разных передачах  $V_i$  с расходами  $Q_i = q_i(n-1)$ . Здесь  $n$  – число цементировочных агрегатов,  $q_i$  подача цементировочного насоса на  $i$ -ой передаче. Объёмы откаченных жидкостей представлены в таблице 36.

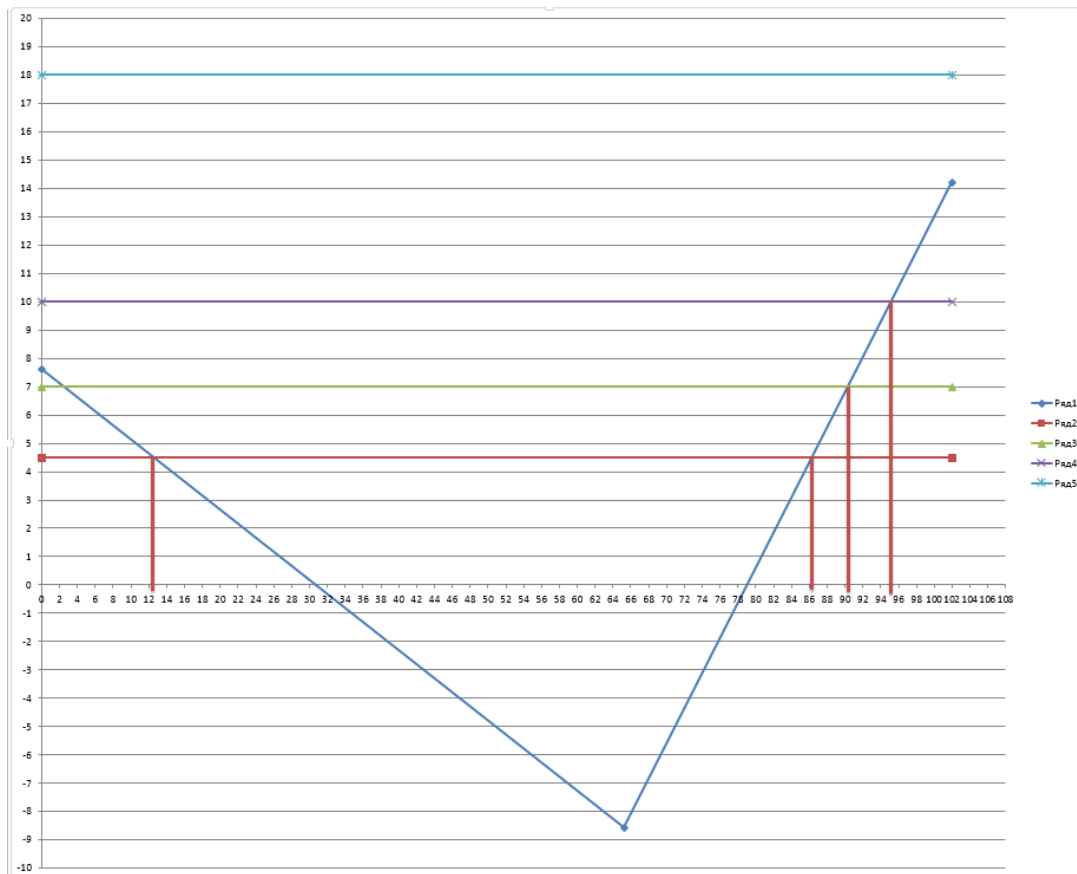


Рисунок 9 – График изменения давления на цементировочной головке

Таблица 36 – Объемы откаченных жидкостей

Число агрегатов	Объем жидкости	Передача
2	12,2 м <sup>3</sup>	4
2	73,9 м <sup>3</sup>	5
2	4,2 м <sup>3</sup>	4
2	4,7 м <sup>3</sup>	3
1	6,96 м <sup>3</sup>	2

Затем вычисляется общее время закачки и продавки тампонажного раствора  $t_{\text{цем}}$  в минутах, расчетные значения приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Время цементирования на каждой передаче

Передача	Время цементирования, мин
5	29,4
4	11,99
3	6,998

Общее время, необходимое для цементирования составляет 77,5 мин, с учетом запаса времени на непредвиденные ситуации.

$$t_{\text{ц}} = 62,5 + 15 = 77,5 \text{ минут}$$

В связи с тем, что на скважине используется 4 агрегата с общим объемом мерных баков

24 м<sup>3</sup>, то для буферной жидкости данного объема вполне хватает.

Время закачки буферной жидкости  $t_{БЖ}$  составляет 3,51 мин.

Схема обвязки представлена на рисунке 10. Для уменьшения количества цементировочных агрегатов, используемых при цементировании, агрегаты, вначале будут работать на два смесителя с облегченным материалом, а после приготовления и откачки всей порции облегченного тампонажного раствора их необходимо подключить на другие смесители с другим материалом для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности.

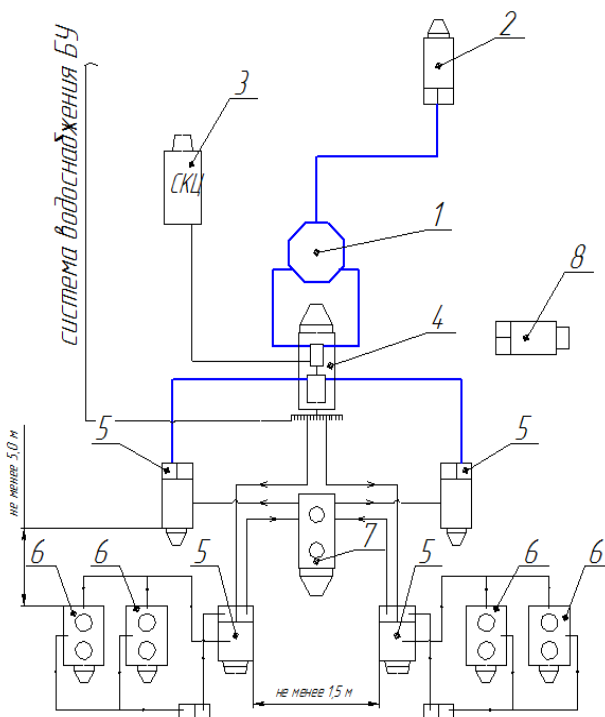


Рисунок 10. Схема обвязки цементировочной техники. 1 – цементировочная головка, 2 – пробочник-продавочник, 3 – станция контроля цементирования, 4 – блок манифольдов, 5 – ЦА-320, 6 – УС-6-30, 7 – осреднительная ёмкость, 8 – резервный ЦА-320

## 2.5.6. Организация работ по креплению скважин

### 2.5.6.1. Подготовительные работы к спуску колонны

Комплекс подготовительных мероприятий нацелен на то, чтобы спуск обсадной колонны проходил без вынужденных остановок и перерывов, а во время спуска обсадная колонна не подвергалась непредвиденным перегрузкам, опасным с точки зрения её целостности и нарушения профиля труб, а также чтобы в скважину не попали трубы с дефектами, которые могут повлечь нарушение целостности обсадной колонны или потерю герметичности.

При хорошей организации контроля обсадные трубы неоднократно подвергаются проверке и проходят следующие виды контрольных испытаний и обследований:



- гидравлические испытания на заводах-изготовителях;
- обследование наружного вида обсадных труб, проверку резьб и шаблонирование внутреннего диаметра труб на трубно-инструментальной базе бурового предприятия (УБР);
- гидравлические испытания обсадных труб на трубно-инструментальной базе бурового предприятия (УБР), в отдельных случаях испытания труб можно проводить непосредственно на буровой;
- визуальное обследование доставленных на буровую труб, промер длины каждой трубы;
- шаблонирование, проверку состояния резьбы трубы над устьем скважины во время спуска обсадной колонны.

Обеспечить безотказную работу бурового оборудования и создать наиболее благоприятные условия для буровой бригады на период спуска обсадной колонны - таковы основные задачи подготовки оборудования. Одновременно на буровую должны быть доставлены весь необходимый инструмент и материалы.

В подготовительный период на буровую доставляют достаточное количество (с резервом) дополнительного инструмента, который понадобится при спуске обсадной колонны. Обсадные трубы подвозят специальными транспортными средствами и размещают на стеллажи по секциям в порядке их спуска. На каждый комплект предусматривается резерв в количестве 5 %, от метража труб.

Чтобы избежать осложнений при спуске обсадной колонны, предусматривается комплекс работ по подготовке ствола скважины. Виды работ и их объем зависят от состояния ствола скважины, сложности геологического разреза и протяженности открытой части ствола. О состоянии ствола судят по наблюдениям при спуске и подъеме бурильной колонны (посадки, прихваты, затяжки и т.д.), по прохождению геофизических зондов, по данным кавернометрии и инклинометрии.

Заранее выделяют интервалы, где отмечены затруднения при спуске бурильного инструмента, зоны сужения ствола, образования уступов, участки резкого перегиба оси скважины и т.д. В этих интервалах в подготовительный период проводят выборочную проработку ствола. В скважину спускают новое долото в сочетании с жесткой компоновкой и, удерживая инструмент на весу, прорабатывают выделенные интервалы. Выдерживание вращающегося инструмента на одном месте не допускается во избежание зарезки нового ствола. Если отмечают трудности в прохождении инструмента, его приподнимают и спускают несколько раз.

После выборочной проработки ствол скважины шаблонировуют. Для этого из обсадных труб собирают секцию длиной около 25 м и на колонне бурильных труб спускают ее в ствол скважины на всю глубину закрепляемого участка. Таким способом проверяют проходимость

обсадных труб.

Через спущенный инструмент скважину тщательно промывают до полного выравнивания свойств промывочной жидкости. Общая продолжительность непрерывной промывки не менее двух циклов. В конце промывки в закачиваемую промывочную жидкость может добавляться нефть, графит и другие аналогичные добавки для облегчения спуска обсадной колонны. При извлечении из скважины длину инструмента измеряют и по суммарной его длине контролируют протяженность ствола скважины.

Завершив подготовительные работы, приступают к спуску обсадной колонны в скважину.

#### **2.5.6.2. Технологический режим спуска колонн**

Последовательность спуска секций обсадной колонны в скважину и дополнительных элементов определяются конструкцией обсадной колонны. Во время спуска осуществляют строгий контроль за соблюдением порядка комплектования колонны в соответствии с планом по группам прочности стали и толщине стенок труб.

Сначала в скважину спускают низ обсадной колонны, включающий башмак и обратный клапан. Все элементы низа колонны рекомендуется свинчивать с использованием твердеющей смазки на основе эпоксидных смол. Использование обратного клапана обязательно, если в скважине имелись газопроявления. Надежность работы клапана на пропуск жидкости проверяют на поверхности посредством пробной циркуляции с помощью цементировочного агрегата, который подключают к компоновке. Затем в порядке очередности спуска к устью скважины подают обсадные трубы и перед наращиванием их шаблонируют. Со стороны муфты в трубу вводят жесткий цилиндрический шаблон определенного размера.

Во время спуска обсадной колонны ведут документальный учет каждой наращиваемой трубы, в нем указывают номер трубы, группу прочности стали, толщину стенки, длину трубы, отмечают суммарную длину колонны и общую ее массу. На заметку берут все особые условия и осложнения, возникшие при спуске, записывают сведения об отбраковке отдельных труб и их замене.

Скорость спуска колонны поддерживают в пределах 0,3 - 0,8 м/с.

Если колонна оснащена обратным клапаном, после спуска 10 - 20 труб доливают буровой раствор внутрь колонны, чтобы не допустить смятия труб избыточным наружным давлением.

По мере необходимости проводят промежуточные промывки с помощью цементировочного агрегата или бурового насоса. Во время промывки необходимо непрерывно расхаживать колонну.

### **2.5.6.3. Организация работ по цементированию скважин**

Цементирование обсадной колонны можно представить как цепочку ряда процессов и операций, таких, как: подготовка ствола скважины к цементированию; цементирование затрубного пространства (приготовление и закачка тампонажного раствора в скважину, продавливание цементного раствора в затрубное пространство); ожидание затвердения цемента (ОЗЦ): при цементировании кондуктора ОЗЦ обычно длится 5 - 8 ч, а при цементировании промежуточных колонн - 12 - 24 ч; проведение контрольных замеров для определения качества цементирования, испытание обсадной колонны на герметичность, разбуривание цементного стакана в колонне, проверка герметичности изоляции затрубного пространства.

Проектом предусмотрено одноступенчатое цементирование двумя порциями тампонажного раствора с использованием двух пробок: разделительной и продавочной.

На верхний конец обсадной колонны навинчивается цементировочная головка и приступают к закачке буферной жидкости, которая очищает стенки скважины от глинистой корки и подготавливает ствол скважины для качественного цементирования. После закачки рассчитанного объема буферной жидкости начинают закачку тампонажного раствора, предварительно освободив нижнюю разделительную пробку, который приготавливается в смесительной установке УС-6-30.

Когда весь расчетный объем цементного раствора закачан в скважину, освобождают верхнюю пробку, которая до этого удерживалась в цементировочной головке шпильками. Начиная с этого момента, в обсадную колонну подается продавочная жидкость, которая под давлением гонит вниз столб цементного раствора. Вследствие своей более высокой плотности цементный раствор под собственным весом вытесняет буферную жидкость из затрубного пространства, что отмечается по падению давления на цементировочной головке.

Объем продавочной жидкости, закачанной в скважину, непрерывно контролируют. Когда до окончания продавки остается 7 м<sup>3</sup> продавочной жидкости, в работу включается пробочник-продавочник, который закачает оставшийся объем. Закачку прекращают, как только будет замечен резкий скачек давления на цементировочной головке. Данный скачек давления будет означать, что пробка села на «стоп» кольцо. В обсадной колонне под «стоп» кольцом остается некоторое количество раствора, образующего стакан высотой 15 - 20 м. Если колонна оснащена обратным клапаном, можно приоткрыть краны на цементировочной головке и снизить давление.

### **2.5.6.4. План крепления скважины**

План крепления скважины на Мыльджинском месторождении с эксплуатационной обсадной колонной диаметром 178 мм.

1. Подготовительные работы перед спуском колонны.

1.1. Подготовить, завести на буровую, уложить на мостки обсадные трубы в порядке их спуска в скважину и изменить их длину.

1.2. Завести на буровую и подготовить к спуску элементы технологической оснастки эксплуатационной колонны согласно таблицы 38.

Таблица 38. Элементы технологической оснастки э.к.

№ п/п	Наименование и шифр по конструкторской документации	Количество, шт
1	Цементировочная головка	1
2	Центратор жестко-упругий ЦЦ-4-178/220	245
3	Башмак колонный БКМ-178	1
4	Обратный клапан ЦКОДУ-178	1

1.3. Завести на буровую необходимое количество тампонажных материалов: ПТЦ-I-50 – 32,45 тонны.

1.4. Подготовить работе тампонажную технику:

Цементировочные агрегаты ЦА-320

Смесительные машины УС-6-30

Осреднительная емкость УО-16

Блок манифольдов

Станция СКЦ

1.5. До начала спуска колонны замерить длину каждой трубы, очистить резьбы.

1.6. Проверить состояние вышки, бурового оборудования, КИП, превенторов.

1.7. После проведения комплекса ПГИ ствол скважины шаблонировать компоновкой последнего долбления, места посадок и затяжек проработать до свободного хождения инструмента. Промывка на забое 1,5-2 цикла до выравнивания параметров бурового раствора согласно ГТН. Промежуток времени от последней промывки на забое до начала спуска колонны не должен превышать 16 часов. Если условия технологии не выполняются, то производится повторное шаблонирование с промывкой на забое.

1.8. Провести инструктаж буровой бригады по правилам производства при спуске и назначить ответственных за контрольное шаблонирование труб и смазку резьбовых соединений.

2. Спуск обсадной колонны

2.1. Контроль за соблюдением порядка спуска труб, шаблонированием и длиной колонны возлагается на бурового мастера.

2.2. Свинчивание обсадных труб производить специальным ключом для свинчивания обсадных труб.

2.3. В качестве уплотнителей резьбовых соединений обсадных труб использовать смазку Р-402. При свинчивании смазка должна быть обильно нанесена на резьбовые и

уплотнительные поверхности ниппеля и муфты из расчета покрытия не менее  $\frac{3}{4}$  длины соединения, считая от его торца.

2.4. Скорость спуска колонны в конце спуска, перед интервалом продуктивного пласта, не должна превышать 0,8 м/с.

2.5. Необходимо производить долив скважины, каждые 100 метров.

2.6. При возникновении посадок необходимо:

- восстановить циркуляцию;
- произвести расхаживание колонны с промывкой.

3. Цементирование обсадной колонны.

3.1. Потребную для работы цементировочную технику и оборудование расставить и обвязать в соответствии с схемой расстановки.

Ответственные: ЦСК, технолог.

3.2. Осуществить операции по цементированию обсадной колонны в следующей последовательности:

- закачать в колонну 19,76 м<sup>3</sup> буферной жидкости;
- затворить и закачать в скважину тампонажный раствор плотностью 1400 кг/м<sup>3</sup> 11,1 м<sup>3</sup>, затем закачать 21,93 м<sup>3</sup> тампонажного раствора плотностью 1400 кг/м<sup>3</sup>, затем закачать тампонажный раствор нормальной плотности 1850 кг/м<sup>3</sup> в объеме 6,08 м<sup>3</sup>;
- после откачки всего объема тампонажного раствора необходимо отпустить продавочную пробку и закачать 62,86 м<sup>3</sup> продавочной жидкости с плотностью 1000 кг/м<sup>3</sup>;
- последние 6,96 м<sup>3</sup> необходимо закачать используя пробочник продавочник и продавить до момента «стоп». После продавки необходимо стравить давление и оставить скважину на ОЗЦ – 24 часа.

#### **2.5.6.5. Заключительные работы и контроль качества цементирования**

Продолжительность твердения цементных растворов для кондукторов - 16 ч, а для промежуточных и эксплуатационных колонн - 24 ч.

В последние годы широко используется акустический метод контроля качества цементирования скважин. Он основан на том, что часть обсадной колонны, не закрепленная цементным камнем, при испытании акустическим зондом характеризуется колебаниями значительно больших амплитуд по сравнению с высококачественно зацементированной колонной.

После определения высоты подъема цементного раствора и качества цементирования скважины приступают к обвязке устья скважины.

Благодаря конструктивным особенностям обвязок можно:

- а) подвешивать промежуточные и эксплуатационные колонны на клиньях;
- б) прессовывать отдельные элементы обвязки в буровой;

в) контролировать давление в межтрубных пространствах.

После уточнения местонахождения цементного раствора внутри обсадной колонны в случае необходимости приступают к разбуриванию остатков затвердевшего цементного раствора и деталей низа обсадной колонны.

Разбуривание должно вестись неармированным долотом диаметром на 7 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны, считая по самой толстостенной трубе. Обратный клапан может разбуриваться торцовым цилиндрическим фрезером, обеспечивающим сохранность колонны от повреждения.

Перед опрессовкой жидкость в колонне заменяют водой. При проверке герметичности давление опрессовки должно на 20 % превышать максимальное устьевое давление, которое может возникнуть при эксплуатации данной колонны.

Колонна считается герметичной, если не наблюдается перелива воды или выделения газа, а также если за 30 мин испытания давление снижается не более чем на 0,5 МПа при опрессовке давлением более 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при опрессовке давлением менее 7 МПа. Отсчет времени начинают спустя 5 мин после создания давления.

Для испытания обсадных колонн опрессовкой обычно используют цементируочный агрегат. Для испытания обсадных колонн на герметичность путем понижения уровня пользуются компрессором или желонкой, опускаемой в скважину на канате.

## **2.6. Проектирование процессов испытания и освоения скважин**

### **2.6.1. Вторичное вскрытие пласта**

Проектом предусмотрена перфорация обсадной колонны для вторичного вскрытия пластов с целью их дальнейшей эксплуатации. Цель перфорации в том, что в обсадной колонне и цементном кольце пробивают отверстия при помощи беспулевой перфорации (кумулятивный снаряд). Отверстие в колонне создается фокусированными струями газов, которые возникают при взрыве кумулятивных зарядов.

Проектом выбирается кумулятивный перфоратор фирмы БВТ марки ЗПК89-АТ-02, который имеет следующие характеристики:

- диаметр выходного отверстия – 14 мм;
- глубина канала – 750 мм;
- максимальная плотность – 20 отв/метр;
- максимальная температура – 150 град С.

Проектом принимается минимальное количество перфорационных отверстий равное 17 шт.

### **2.7. Выбор буровой установки**

При бурении скважины большое значение имеет правильность выбора буровой установки, которая для данного района является наиболее экономичной.

При выборе буровой установки необходимо учитывать ряд основных факторов: глубина бурения, допустимая нагрузка на крюке, электрофицированность района работ, цель бурения. Также нужно учесть минимизацию расходов на строительные-монтажные работы.

Выбор БУ проводится по её номинальной грузоподъемности исходя из наиболее тяжелой компоновки буровой колонны. На основании ранее проведенных расчетов принимаем вес наиболее тяжелой колонны массой 1087,495 кН, а максимальная нагрузка на крюке по расчетам составит 1413,7 кН.

Учитывая максимальную нагрузку на крюке, а также то, что площадь ведения буровых работ заболочена и бурение ведется с кустовой площадки, а район обеспечен электроэнергией и глубина скважин превышает 3000 м, то проектом выбирается буровая установка типа БУ 3000 – ЭУК 1М. Данная буровая установка состоит из следующих основных блоков: вышечно-лебедочного, насосного, компрессорного и энергоблока. В пределах куста установка перемещается механизмом перемещения по рельсам. Длина направляющих 45 м. После окончания бурения оборудование демонтируется на следующий куст.

Техническая характеристика БУ 3000 – ЭУК 1М представлена в табл. 39.

Таблица 39 - Техническая характеристика БУ 3000 – ЭУК 1М

№ п/п	Наименование параметров	Значения параметров
1.	Условная глубина бурения, м	3000
2.	Допустимая нагрузка на крюке, кН	2000
3.	Оснастка талевой системы	4 × 5
4.	Ротор	Р-560
5.	Клиновой захват	ПКР-560
6.	Тип бурового насоса	УНБТ-950
7.	Буровой вертлюг	УВ-250 МА1
8.	Компрессор	АВШ6/10
9.	Талевый блок	УТБК-5×200
10.	Буровая лебедка	ЛБ-750
11.	Объем емкости для долива, м <sup>3</sup>	12
12.	Полезный объем емкостей бурового раствора, м <sup>3</sup>	120

## 2.8. Проектирование бурового технологического комплекса

### 2.8.1. Расчет режимов СПО

По максимальной нагрузке на крюке выбрана оснастка талевой системы 4×5, также рассчитано количество свечей, поднимаемых на каждой скорости лебедки, результаты расчетов приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Режимы СПО

Скорость лебедки	Количество поднимаемых свечей, шт
3	11
4	47
5	31
6	39

### 2.8.2. Технические средства контроля и управления процессом бурения

В процессе бурения необходим постоянный контроль за положением оси скважины в пространстве (зенитные и азимутальные углы, а так же глубины их измерений). Только в этом случае, можно обеспечить попадание скважины в заданную проектную точку.

Для бурения скважины на Добровольском месторождении проектируется применение забойной инклинометрической системы ЗИС-4М (измерения и передача информации производится в процессе бурения). Данная инклинометрическая система, относится к беспроводному каналу. Блок-схема инклинометрической системы ЗИС-4М представлена на рис. 11.

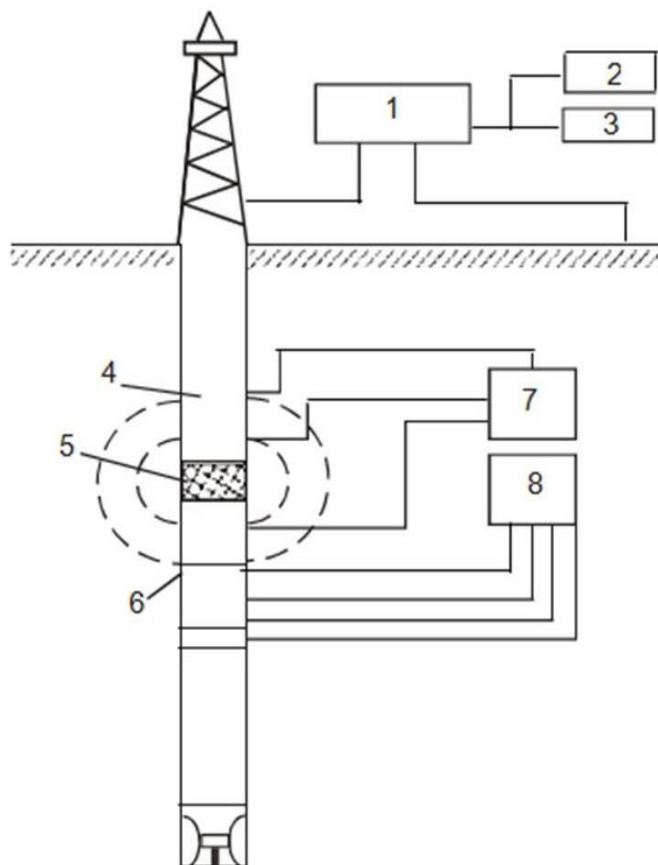


Рисунок 11 – Блок-схема инклинометрической системы ЗИС-4М. 1 – приемник; 2 – табло; 3 – ЦПУ; 4 – генератор; 5 – разделитель; 6 – датчики; 7 – передающий блок; 8 – измерительный блок



### 3. Специальная часть

#### 3.1. Пакер гидравлический проходной малогабаритный для предотвращения межпластовых перетоков ПГПМ1

##### 3.1.1. Актуальность применения пакерных устройств

В процессе бурения скважин, цементирования обсадных колонн, испытания и освоения продуктивных горизонтов, а также их эксплуатации возникает необходимость постоянного или временного разобщения скважин на отдельные участки.

Наиболее прогрессивной является технология разобщения пластов и изоляции обсадных колонн с помощью пакерных устройств. Например, доведение тампонирующей смеси до зоны поглощения через бурильные трубы, на конце которых установлен пакер, на 40–60 % сокращает затраты времени и в 1,5–2,0 раза уменьшает расход материалов по сравнению с ранее применявшейся технологией, которая осуществляется без применения пакерных устройств.

##### 3.2. Конструкция, назначение и достоинства Пакера ПГПМ1

Пакер гидравлический проходной малогабаритный предназначен для предотвращения межпластовых перетоков и надежной изоляции газонефтеводоносных пластов на любых глубинах. Выпускается для обсадных колонн диаметром 146, 168, 245, 324 мм. Длина перекрываемой пакером зоны скважины от 1 до 2 метров. Максимальный перепад давления между разобщенными зонами 15 МПа. Основные элементы Пакера ПГПМ1 представлены на рисунке 12.

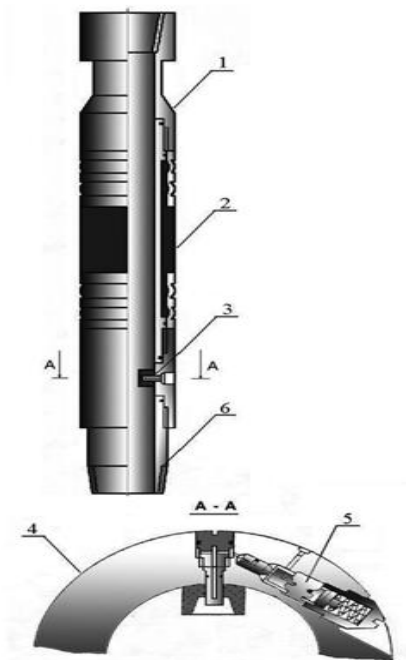


Рисунок 12. Основные элементы Пакера ПГПМ1: 1 - верхний переводник; 2 - резиноканальный уплотнительный элемент; 3 - узел защиты пакера от преждевременного срабатывания; 4 - корпус клапанного узла; 5 - клапанный узел пакера; 6 - нижний переводник.

### **Достоинства пакера ПГПМ1:**

- ✓ Исключает проникновение пластового газа или агрессивной жидкости в твердеющую тампонажную смесь.
- ✓ Защищает цементный камень от ударной волны при перфорации.
- ✓ Центрирует смежные участки колонны.
- ✓ На обсадной колонне может быть установлено несколько пакеров.
- ✓ Уплотнительный элемент пакера выдерживает перепады давления между разобщаемыми зонами в несколько раз больше, чем цементное кольцо аналогичной высоты.
- ✓ Пакер позволяет полностью исключить в локальных зонах затрубного пространства отрицательное влияние геолого-технических факторов на герметичность контакта «обсадная труба – стенка скважины» и герметичность и прочность самого цементного камня.

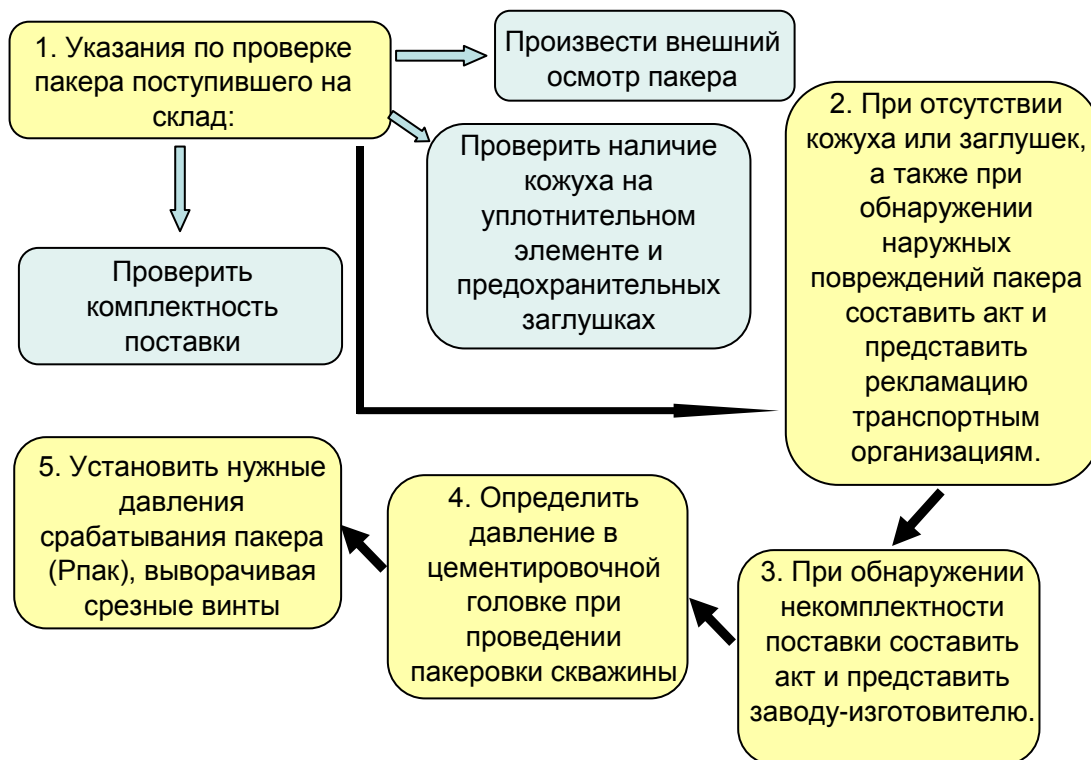
### **3.3. Основные технические данные пакера ПГПМ1**

Наименование показателя	ПГПМ1. 146/127	ПГПМ1. 146-2/127	ПГПМ1. 168	ПГПМ1. 168/150	ПГПМ1. 245Б.ВГ	ПГПМ1.3 24
Условный диаметр обсадной колонны, оборудованный пакером, мм	146	146	168	168	245	324
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в который производится спуск и установка пакера, мм	215,9	215,9	215,9	215,9	295,2	393,7
Наружный диаметр, мм, не более	183	183	200	203	280	370
Диаметр проходного канала, мм, не менее	127	127	144	150	224	304
Длина перекрываемой уплотнительным элементом пакера зоны скважины, мм	1190	2980	1290	1182	1932	1940
Максимальный коэффициент пакеровки	1.45	1.45	1.45	1.35	1.24	1.24
Максимальный перепад давления между разобщенными зонами при номинальном коэффициенте пакеровки (1,1), МПа	15	15	15	15	15	10
** Максимальная растягивающая осевая нагрузка на корпус пакера, кН	850	850	950	1200	2000	2500
* Максимальная рабочая температура, °С	100					
Длина в рабочем положении, мм	3260	5080	3445	4247	5595	5615
Масса в рабочем положении, кг	190	280	195	247	501	790

\* Параметр справочный, связан с условиями эксплуатации пакера в скважине.

\*\* Расчетная величина.

### 3.4. Подготовка пакера к спуску в скважину



### 3.5. Спуск пакера в скважину

1. Спуск обсадной колонны с пакером производится по утвержденному техническому плану.
2. Затаскивать пакер к устью скважины при установленных концевых заглушках.
3. Соединять пакер с обсадной колонной аналогично обсадным трубам. Ударные воздействия на пакер для закрепления его соединения с колонной не допускаются.

*Примечания:* 1. Не допускать наличия в пакере посторонних предметов - осмотрите проходной канал пакера над устьем скважины. 2. Не шаблонировать пакер.

### 3.6. Запакеровка затрубного пространства скважины

1. После спуска колонны до заданной глубины, промывки, закачки тампонажного раствора и продавки до получения давления «стоп», наращивается давление в цементирующей головке до расчетного. Выдержать данное давление в течении 5 минут.
2. Указать в отчетном документе интервал установки пакера в стволе скважины.

### 3.7. Набухающий пакер

Недостатки набухающего пакера: 1) Время, необходимое для разбухания уплотнительного элемента; 2) Применение набухающих пакеров недопустимо в чрезвычайных условиях, например, в газовых скважинах с высокими температурами и высоким давлением, или же в арктических скважинах; 3) Потеря герметизирующих способностей эластомера.

Преимущества применения набухающего пакера: 1) Повторяет профиль скважины; 2) Самовостанавливается; 3) Обеспечивает долгосрочную изоляцию за счет сохранения упругости; 4) Состав и размер набухающего элемента подбирается под скважинные условия;

5) В конструкции отсутствуют механические элементы; 6) Не требуется инструмент для установки; 7) Возможность замедлить процесс набухания до 20 дней; 8) Устойчив к химическим воздействиям; 9) Позволяет пропускать скважинные кабели.

Применение разбухающих пакеров сопряжено с рядом трудностей и неудобств, таких как значительное время пакерования (разбухания/набухания) и зависимость от свойств окружающего флюида, что увеличивает стоимость работ по заканчиванию, а также не гарантирует конечный положительный результат.

### **3.8. Преимущества использования гидравлических пакеров**

Преимущества использования гидравлических пакеров по сравнению с набухающими:

1. Надежность срабатывания – нет зависимости от состава окружающего флюида, процесс пакеровки полностью контролируется.
2. Время процесса пакеровки – существенно меньше.
3. Защита от преждевременного срабатывания пакера клапанной системы.
4. Логистика и доставка – российское производство пакеров обеспечивает упрощение логистики и делает минимальными сроки доставки и затраты.

## 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

### 4.1. Структура и организационные формы работы ОАО «Востокгазпром»

Востокгазпром – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в том числе горизонтальное, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению наклонно-направленного бурения.

1 февраля 2016 года к производственной деятельности приступила компания. На сегодняшний день компания работает в Томском регионе, порядка 500 сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает одного миллиона метров, 2000 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-5 %). Сформированная 14 лет назад, Востокгазпром стала преемницей многолетнего опыта и традиций предыдущих поколений буровиков, работавших в Западной Сибири. Бригады и специалисты Востокгазпром – многократные призеры конкурсов профессионального мастерства различного уровня, обладатели отраслевых и государственных наград.

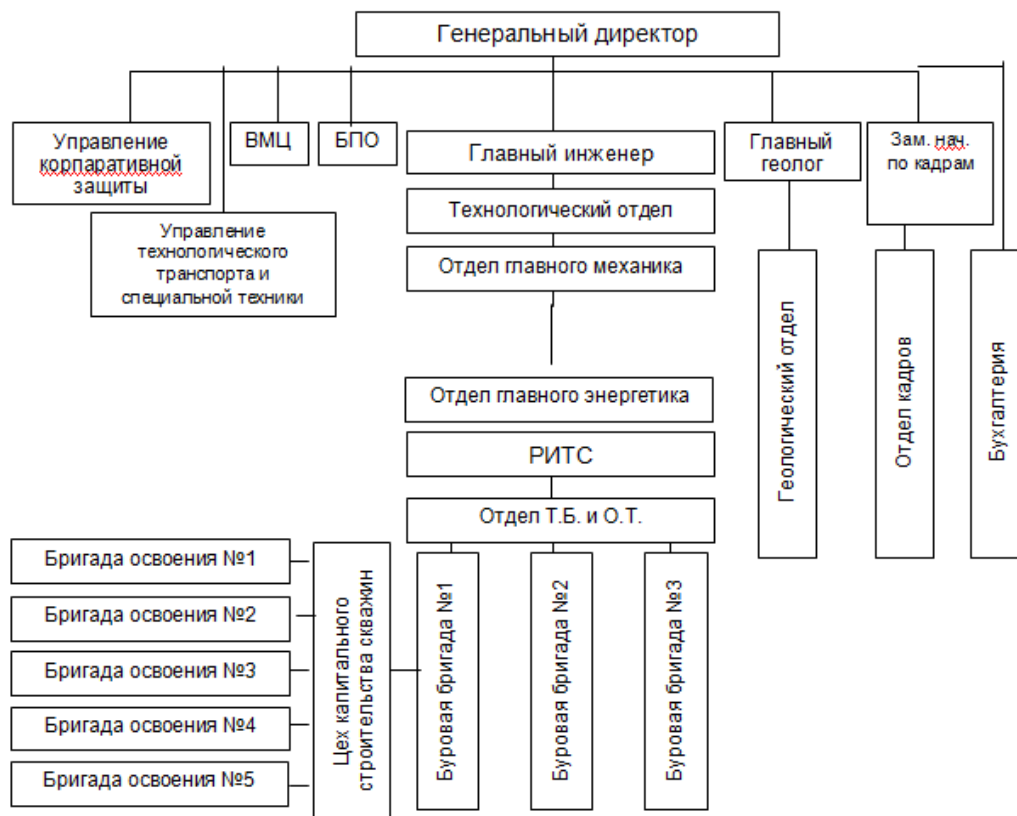


Рисунок 13 – Организационная структура Востокгазпром

Одна из главных задач Востокгазпром – максимально быстро реагировать на все изменения рынка. Мы внедряем современные методы управления бизнесом, стремимся к повышению его конкурентоспособности и укреплению деловой репутации, создавая новые продукты и идеи, развивая дополнительные сервисы, которые нужны нашим клиентам. Основополагающими принципами в работе на протяжении многих лет были и остаются социальная ответственность и забота об окружающей среде.

#### 4.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- 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 спускоподъемных 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:

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \text{ час,} \quad (4.1)$$

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:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L}, \quad (4.2)$$

$$N_{\text{под}} = \frac{N_{\text{сп}} + (n \cdot h)}{L}, \quad (4.3)$$

$$T_{\text{сп}} = \frac{(N_{\text{сп}} \cdot T_{1\text{СВ}})}{60\text{час}}, \quad (4.4)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{(N_{\text{под}} \cdot T_{1\text{СВ}})}{60\text{час}}, \quad (4.5)$$

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 глубиной 3436 метров составляет 293 часов (механического бурения), время СПО составит 12,4 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 56,8 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 40,66 суток.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час}, \quad (4.6)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;  $t_M$  – продолжительность механического бурения, час.

$$V_M = \frac{3183}{600} = 5.3 \text{ м/час}.$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{\text{СПО}} + t_{\text{ПВР}})} \text{ час}, \quad (4.7)$$

где  $t_{\text{СПО}}$  – время СПО, час;  $t_{\text{ПВР}}$  – время на предварительно-вспомогательные работы, час;

$$V_P = 3183 / (600 + 77 + 25) = 4.5 \text{ м/ч}.$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = \frac{H \cdot 720}{T_K} \text{ м/ст.мес}, \quad (4.8)$$

где  $T_K$  – календарное время бурения, час.

$$V_K = \frac{3183 \cdot 720}{803,9} = 2854 \text{ м/ст.мес}.$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{CP} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (4.9)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{CP} = 3183/4=795.8 \text{ м.}$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

### 4.3. Нормативная карта

На основании вышеизложенного, составлена нормативная карта, которая представлена в таблице 41.

### 4.4. Составление линейно-календарного графика

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить запланированную скважину за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

Линейно-календарный график представлен в таблице 42.

Условные обозначения к таблице 42:




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

Таблица 42 – Линейно-календарный график работ









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



Таблица 41 – Нормативная карта

Наименование работ	№ нормативных пачек	Интервал бурения, м		Мощность интервала, м	Типоразмер долота	Норма проходки на долото, м	Кол-во долот	Время механического бурения, час		СПО, ПЗР к СПО, час	Нарастивание, час	Промывка перед подъемом	Прочие работы связанные с рейсом, час	Время на прочие работы, час	Итого время в часах
		от	до					На 1 м	Всего						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
<b>Направление:</b>															
Бурение под направлением		0	80	80	Ш 508 С-ЦВ	450	1	0,01	0,5	0,43	-	0,02	0,66	1,18	2,79
Крепление направлением	12,66														
<b>ИТОГО</b>	<b>15,45</b>														
<b>Кондуктор:</b>															
Бурение под кондуктор		80	650	570	Ш 393.7 МЗ-ЦВ	2400	1	0,02	14,3	2,43	11,20	0,35	2,95	1,17	32,4
Крепление кондуктором	56,38														
<b>ИТОГО</b>	<b>88,78</b>														
<b>Техническая колонна:</b>															
Бурение под тех. колонну		650	1350	700	БИТ 295,3 516 УСМА	2000	1	0,045	18	35,2	24,8	3,3	2,5	1,5	85,75
Крепление под тех. колонну	56														
<b>ИТОГО</b>	<b>141,75</b>														
<b>Эксплуатационная колонна:</b>															
Бурение под э/к		1350	2820	1595	БИТ 220,7 В 416 У	2000	1	0,027	51,3	28,5	31,6	9,45	7,15	7,3	135,3
Крепление под э/к	91														
<b>ИТОГО</b>	<b>226,3</b>														

Таблица 41 – Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Смена рабочего переводника ведущей трубы															3,00
Перетяжка талевого каната															14,19
Смена бурового шланга															5,60
Геофизические работы															87,50
Разборка колонны бурильных труб, разборка УБТ										11,6				0,87	12,47
<b>ИТОГО</b> нормативное время бурения и крепления , час															<b>621,09</b>
<b>ИТОГО</b> нормативное время бурения и крепления, сут.															<b>25,8</b>
<b>ИТОГО</b> нормативное время бурения и крепления с $k=1,05$															<b>27</b>

#### **4.5. Расчет сметной стоимости сооружения скважины**

Расчёт сметной стоимости сооружения скважины приведён в таблице 43.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на апрель 2017 года 204,2.

$$45751,58 \times 204,2 = 9342472,63 \text{ руб.}$$

Таблица 43 – Сметный расчет на буровые работы по ценам 1984 года

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	Кол-во	сумма	Кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	10	11	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	5	645,75	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	193,73	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,45	62,19	6,5	898,24	7,7	709,8	6,5	898,24
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	18,66	-	269,47	-	-	-	269,47
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	5	58	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	17,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,45	6,48	6,5	93,6	-	-	6,5	93,6
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	1,94	-	28,08	-	-	6,5	28,08
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	7	1770,02	0,45	113,8	6,5	1643,59	5,5	588,9	6,5	1643,59
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1317	6	7902	0,45	592,7	6,5	8560,5	5,5	699,9	6,5	8560,5
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	9	2021,4	-	-	6,5	1459,9	-	-	6,5	1459,9
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	6,5	602,29	-	-	6,5	602,29
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	7	62,3	0,41	3,7	6,5	57,85	-	-	6,5	57,85
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,41	3,09	6,5	49,01	4,7	55,0	6,5	49,01
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	-	-	0,41	61,3	6,5	971,62	6,8	888,0	6,5	971,62
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе	кВт/сут	107,93	12	1295,16	0,41	29,14	6,5	701,55	4,0	665,0	6,5	701,55
Эксплуатация трактора	сут	33,92	5	169,6	0,45	15,26	8,19	220,48	-	-	8,19	220,48
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				14135,36		908,26		4263,78		10888		15556,18
Всего по сметному расчету, руб								45751,58				

Таблица 44 – Сводный сметный расчет стоимости скважины с индексом удорожания для Томской области на апрель 2017 г.

№	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, руб.
		Ед. изм.	Количество		
	буровые работы				9342472,63
	А. Собственно геологоразведочные работы:				
	1. проектно-сметные работы	%	2	от буровых работ	228253.9432
	2. буровые растворы	м <sup>3</sup>	52,4	45500	2384200
	4. работы по креплению	ч	245	32450	7950250
	5. испытание и вызов притока	сут.	30	33450	1003500
	6. геофизические работы (комплекс)			1920400	1920400
	Итого основных работ: Σ1				13486603.94
1	3. организация полевых работ	%	1,2	от Σ1	161839.25
	4. ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ1	202299.06
	Итого полевых расходов: Σ2				13850742.25
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ2	2770148.45
	2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ2	1800596.49
	Итого себестоимость проекта: Σ3				18421487.19
2	Накладные расходы	%	14	от Σ2	1939103.9
3	Плановые накопления	%	15	от Σ2	1839103.8
	Компенслируемые затраты				
4	А. производственные командировки	%	0,8	от Σ1	107892.8
	Б. полевое довольствие	%	3	от Σ2	415522.3
	В. доплаты	%	8	от Σ2	1108059.4
	Г. охрана природы	%	5	от Σ2	692537.1
5	Резерв	%	10	от Σ3	1842148.7
	ИТОГО себестоимость проекта				39365855.19
	Договорная цена с учетом НДС (+18%)				42111709.12

## 5. Социальная ответственность

### 5.1. Профессиональная социальная ответственность

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

Таблица 45 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 74 ССБТ с изменениями 1999 г.		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного контроля и мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения	Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе		СанПиН 2.2.4.548-96
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		
	Повышенные уровни шума		
	Повышенные уровни вибрации	Поражения Электрическим током	ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. ГОСТ 12.1.005-88 Правило устройств электроустановок ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ.
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	Пожаро-взрывоопасность	
	Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе	Опасные	
Работа непосредственно на месте, на кустовой площадке	Повышенные уровни шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	
	Повышенные уровни вибрации	Поражения электрическим током	

### 5.2 Анализ вредных производственных факторов (мероприятия по устранению)

#### 5.2.1. Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе

Микроклимат должен соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от неблагоприятных климатических условий нужно использовать коллективные средства защиты (система

отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях. Осуществлять чередование труда и отдыха. В связи с вредными условиями труда должны выплачиваться компенсации («Трудовой кодекс», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

### 5.2.2. Неудовлетворительная освещенность рабочей зоны

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. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 46.

Таблица 46 – Нормы освещенности

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

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

### 5.2.3. Повышенные уровни шума

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты.

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

### 5.2.4. Повышенные уровни вибрации

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности», применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброручкавицы, виброгасящие коврики). Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности». Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Допустимые нормы по вибрации

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

### 5.2.5. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны». Общие санитарно-гигиенические требования». Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование». При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности». Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров.

### 5.3. Анализ опасных производственных факторов (мероприятий по устранению)

При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности:

- Механические травмы;



- Поражение электрическим током;
- Взрывы;
- Пожары;
- Ожоги.

### **5.3.1. Поражения электрическим током**

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий: проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» 2001 г. *ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.*

### **5.3.2. Пожаровзрывоопасность**

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров.

## **5.4. Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)**

### **5.4.1. Фон загрязнения объектов природной среды**

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться: химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреагентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;

### **5.4.2. Водопотребление и водоотведение**

В таблица 48 представлены данные по водопотреблению и водоотведению при сооружении данной скважины.

## **5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.**

(Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах)

При возникновении открытого фонтана действия буровой бригады подразумевают: остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей; остановить все силовые приводы; отключить силовые линии и линии освещения, которые могут находиться в загазованных зонах, при быстрой загазованности зоны вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть выполнено за загазованной зоной; на территории, которая может быть подвержена загазованности, необходимо остановить все огневые работы, курение, пользование стальными инструментами и другие действия, ведущие к образованию воспламенения; предпринять меры по отключению соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.),

Таблица 48 – Водопотребление и водоотведение при сооружении скважины

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

которые могут находиться на загазованной территории; запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном, необходимо выставить запрещающие знаки, а при необходимости - посты охраны; предотвратить растекание нефти на территории; сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

#### **5.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны».

СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование».

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности».

ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Строительство скважины – сложный процесс, представляющий из себя постоянное решение различных задач как инженерно-техническими работниками, так и буровой бригадой. От правильного и качественного выбора конструкции скважины, бурения скважины, спуска колонны обсадных труб, ее цементирования, проведения прострелочно-взрывных работ, испытания и освоения скважины зависит удовлетворение интересов заказчика. При этом нельзя забывать, что скважина – потенциально опасный объект для жизни и здоровья работников.

Данный проект представляет собой расчет и обоснование всех вышеперечисленных работ при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Мыльджинском месторождении. Проектирование процесса выполнялось в строгом соответствии с инструкциями, правилами и стандартами в нефтяной и газовой промышленности. При строгом соблюдении мер безопасности на скважине практически маловероятна угроза жизни персонала. Был проведен расчет экономической эффективности применения инновационной буровой установки Уралмаш 6000/400 ЭК БМЧ «Арктика» и доказана необходимость его применения.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчета колонны бурильных труб. – 2-ое изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 76 с.
- 2) Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание.
- 3) Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. - М.: Недра, 1999. - 424 с.
- 4) Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. - М.: Недра, 1991. – 296 с.
- 5) Булатов А.И., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.- 2-ое изд., перераб. и доп. -М: Недра, 1996.
- 6) Данюшевский В.С., Алиев Р.М., Толстых И.Ф. Справочное руководство по тампонажным материалам. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. 373 с.
- 7) Данилов К.М. Долговечность шарошечных долот. -М.: Недра, 1992.
- 8) Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. -М.: Недра, 1990.
- 9) Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьёв Н.В. «Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые» Справочное пособие. – М.: Недра, 2001.
- 10) Квеско Н.Г. Закономерности процесса слоевой седиментации частиц в жидкой среде применительно к практической гранулометрии.; Дис... докт. Техн. Наук. – Томск, Томский политехнический университет, 2002. – 255 с.: ил.
- 11) Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. - М: Недра, 1987. – 340 с.
- 12) Охрана окружающей среды / Под ред. Брылова С.А. -М.: Высшая школа, 1985. – 272 с.
- 13) Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.:ВНИИТ нефть, 2001.
- 14) Пеньков А.И., Шишов В.А., Федосов Р.И. Требования к растворам безглинистым или с низким содержанием твердой фазы // Нефтяное хозяйство. – 1981. - №5. – с. 23-26.
- 15) Процессы разрушения горных пород и резервы повышения скорости бурения / Колесников Н.А., Рахимов А.К., Брыков А.А., Булатов А.И. – Ташкент: ФАН, 1990. – 210 с.
- 16) ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». - М.: Госгортехнадзор, 2003. – 160 с.
- 17) ПБ 10-382-00 «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов» – М: Госгортехнадзор, 2000.
- 18) Рязанов В.И. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. – Томск: Изд. ТПУ, 2006.

- 19) Рябченко В.И. Управление свойствами буровых растворов. – М.: Недра, 1990.
- 20) Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн: Практическое пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
- 21) Рязанов В.И. Направленное бурение глубоких скважин: Практическое пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 84 с.
- 22) Рязанов В.И., Дмитриев А.Ю. Практикум по курсу «Направленное бурение нефтяных и газовых скважин» – Томск: Изд. ТПУ, 2007. – 117 с.
- 23) Соловьев Е.М. Заканчивание скважин.- М.: Недра, 1979.–303 с.
- 24) Федосов Р.И., Пеньков А.И., Рябоконт С.А. (ОАО «НПО «Бурение»). Зависимость механической скорости бурения от размера частиц дисперсной фазы малоглинистых и безглинистых полимерно-гидрогелевых буровых растворов // Нефтяное хозяйство. – 2002. - №2. – с. 39-41.
- 25) Федосов Р.И., Пеньков А.И., Никитин Б.А. Новые системы безглинистых полимерно-гидрогелевых растворов // Нефтяное хозяйство. – 1999. - №2. – с. 20-22.
- 26) Элияшевский Н.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении. -М: Недра, 1982.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ А – ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД**

## **ПРИЛОЖЕНИЕ Б – КОМПАНОВКА НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ**