

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность «Технология геологической разведки»
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
«Технология и техника сооружения разведочной скважины на нефть на участке Восточно-Майской площади (Томская область)»

УДК 550.822.7:622.24:553.982(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Белецкий Илья Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брылин Владимир Иванович	К. Т. Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Геолого-методическая часть»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тимкин Тимофей Васильевич	К. Г-М. Н.		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	К. Э. Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	К. Т. Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Немирович-Данченко Михаил Михайлович	д .ф-м. н.		

Томск – 2018 г

Код Результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<u>Профессиональные компетенции</u>	
P1	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P2	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P3	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P4	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P5	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P6	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых
<u>Универсальные компетенции</u>	
P7	Использовать <i>глубокие знания по проектному менеджменту</i> для ведения <i>инновационной инженерной деятельности</i> с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве <i>члена и руководителя группы</i> , состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность <i>следовать корпоративной культуре</i> организации
P10	Демонстрировать <i>глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов</i> инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах <i>устойчивого развития</i>
P11	<i>Самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
Немирович-Данченко М.М.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Белецкому Илье Владимировичу

Тема работы:

«Технология и техника сооружения разведочной скважины на нефть на участке Восточно-Майской площади (Томская область)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Архивные материалы АО «ССК» Томского управления буровых работ по результатам бурения поисковых и разведочных скважин на Майском нефтяном месторождении. Перечень инструкций и мероприятий по предупреждению экологического ущерба и аварийных ситуаций в процессе бурения скважины.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>По проекту на разведку Восточно-Майского месторождения предполагается пробурить разведочную скважину глубиной 2750 м. Отбор керна будет осуществляться из отложений баженовской, васюганской свит., Данный интервал представлен трещиноватыми и не устойчивыми породами, что сказывается на достаточном выходе керна.</i>

	<i>В дипломном проекте необходимо предусмотреть современные передовые технологии контроля бурения, забойные двигатели, долота с высокой стойкостью, системы селективного крепления ствола скважины, эффективные буровые растворы и системы их очистки, которые создают предпосылки для повышения эффективности буровых работ, сокращения сроков строительства скважины и увеличения механической скорости бурения.</i>
Перечень графического материала	<i>Геологический разрез, геологическая карта, геолого-технический наряд, схема буровой установки, схемы керноотборных снарядов.</i>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По геологической части	Доцент Тимкин Т.В.
По менеджменту	Доцент Пожарницкая О.В.
По социальной ответственности	Ассистент Задорожная Т.А.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брылин В.И.	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Белецкий Илья Владимирович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Белецкому Илья Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения на Восточно-Майском месторождении</i>
Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм и внутренним правилам организации</i>
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Согласно действующему законодательству РФ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>1. Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение</i>
<i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>2. Расчет затрат времени и труда по видам работ</i>
<i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>3. Нормы расхода материалов</i>
<i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>4. общий расчет сметной стоимости</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Отсутствует

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В	К. э. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Белецкий Илья Владимирович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Белецкому Илье Владимировичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	«Технология геологической разведки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочим местом в процессе строительства скважин является Восточно-Майский участок Томской области. При производстве работ по строительству скважин могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.</i>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p>	<p><i>Работа по сооружению разведочной скважины на кусте нефтяном месторождений связана с воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. К таким факторам можно отнести:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Превышение уровня шума и вибрации;</i> <i>2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе;</i> <i>3. Недостаточное освещенность рабочей зоны</i> <p><i>На нефтегазовых месторождениях в процессе строительства скважин могут возникнуть опасные ситуации для обслуживающего персонала, к ним относятся:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Электрический ток;</i> <i>3. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).</i>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p><i>В процессе строительства скважин на месторождении будет оказываться негативное воздействие на окружающую среду, такое как:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <i>1. Нарушение поверхности стока;</i> <i>2. Нарушение почвенно-растительного покрова;</i> <i>3. Разлив горюче-смазочных материалов, грунтовок,</i> <i>4. Смол и других материалов;</i> <i>5. Захламление территории отходами производства;</i> <i>6. Возгорание из-за допуска к работе неисправных технических средств.</i>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p><i>Во время проведения работ по строительству скважины возможно возникновение пожаров и фонтанов.</i></p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p><i>Законодательное регулирование проектных решений, в основу которых положен закон РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»</i></p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	К. Т. Н.		

Реферат

Данная выпускная квалификационная работа содержит 160 страниц, 15 рисунков, 34 таблицы, 24 источника, 6 приложений.

Ключевые слова: бурение; Восточно-Майское месторождение; скважина; керноотборный снаряд; отбор керна,

Объектом исследования является сооружение разведочной скважины на нефть на участке Восточно-Майской площади Томской области.

Цель работы: создание технологического проекта на сооружение разведочной скважины на нефть; разработка организации и управления работ на объекте.

В ходе работы была рассмотрена геологическая характеристика месторождения, была описана технология строительства скважины, по полученным расчетам был произведен подбор оптимального бурового оборудования, анализ опасных и вредных факторов при буровых работах, сметно-финансовые расчеты.

В результате проектирования был: получен технологический проект на сооружения разведочной скважины глубиной 2750 м, на основании полученных расчетов был произведен выбор бурового и вспомогательного оборудования, соответствующий всем требованиям; был произведён анализ всех опасных и вредных факторов при буровых работах; произведены сметно-финансовые расчеты по данному объекту.

Основные технологические, конструктивные и технико-эксплуатационные характеристики: в выпускной квалификационной работе рассматривается буровая установка БУ 3000 ЭУК и технические параметры; опираясь на технические параметры были произведены проверочные расчеты бурового оборудования; опираясь на результаты расчетов был произведен выбор породоразрушающего инструмента.

Abstract

This final qualifying work contains 160 pages, 15 figures, 34 tables, 24 sources, 6 applications.

Key words: drilling; East-may field; well; core-selection projectile; core selection.

The object of the study is the construction of an exploration well for oil on the site of the East-May area of the Tomsk region.

The purpose of the work: the creation of a technological project for the construction of an exploration well for oil; the development of the organization and management of works at the facility.

In the course of this work, a complete geological characteristics of the field was obtained, the technology of well construction was described, according to the calculations obtained, the selection of optimal drilling equipment, analysis of hazardous and harmful factors in drilling operations, estimate and financial calculations were made.

As a result of the design was: received a technological project for the construction of an exploration well depth of 2750 m, on the basis of the calculations was made the choice of drilling and auxiliary equipment that meets all requirements; was made an analysis of all dangerous and harmful factors in drilling operations; made estimates and financial calculations for this object.

The main technological, structural and technical and operational characteristics: the project provides a detailed description of the drilling stop BU 3000 EUK-1 and its components, technical characteristics are given; verification calculations of drilling equipment and calculations of drilling parameters; on the basis of calculations, the choice of rock-cutting tools and core drill was made.

Significance of the work: exploration works by construction of exploration fresh with core selection at the East-May oil field will increase the raw material base of JSC "SSK".

Перечень терминов, используемых в проекте с соответствующими определениями

Скважина – цилиндрическая горная выработка, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметр которой намного меньше ее глубины.

Конструкция скважины – схема устройства скважины с указанием начального, конечного и промежуточного диаметров поинтервально, с указанием диаметров колонн обсадных труб и глубиной их спуска и интервалов тампонирования затрубного пространства.

Буровая установка – комплекс бурового оборудования и сооружений, предназначенных для бурения скважин.

Буровой станок – агрегат, предназначенный для подачи вращения и осевой нагрузки на забой через бурильные трубы и для производства спускоподъемных операций.

Буровой насос – насос, применяемый на буровых установках с целью обеспечения циркуляции бурового раствора в скважине.

Буровая мачта – сооружение, используемое для спуска и подъема бурового инструмента, обсадных труб при бурении скважин.

Буровая головка – породоразрушающий инструмент, предназначенный для вращательного бурения геологоразведочных скважин кольцевым забоем с отбором керна.

Керн – образец горной породы цилиндрической формы, извлеченный из скважины посредством специально предназначенного вида бурения.

Очистной агент (промывочная жидкость, буровой раствор) – сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и азрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Талевая система – система, предназначенная для подъема и поддержания на весу бурового инструмента, представляющая из себя полиспастный механизм.

Буровая лебедка – основной исполнительный механизм для подъема-спуска бурильной колонны и удержания навесу, спуска бурильных и обсадных колонн.

Бурильная свеча – часть бурильной колонны, неразъемная во время спускоподъемных операций, состоящая из двух и более бурильных труб.

Бурильная колонна – спущенные в скважину последовательно соединённые бурильные трубы, обеспечивающие гидравлическую и механическую связь работающего на забое породоразрушающего инструмента и ствола скважины с поверхностным механическим и гидравлическим оборудованием.

Элеватор – приспособление для соединения бурильной колонны, отдельной свечи или трубы с механизмом, осуществляющим спуск и подъем бурового инструмента.

Перечень обозначений и сокращений, используемых в проекте с соответствующими расшифровками

НБ – насос буровой;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

ДЭС – дизельная электростанция;

БТ – бурильная труба;

БК – бурильная колонна;

БКИА – буровая контрольно-измерительная аппаратура;

СПО – спуско-подъемные операции.

АКБ – автоматический ключ буровой

ВЗД – винтовой забойный двигатель

Оглавление

Введение.....	17
1. Геолого-методическая часть	18
1.1 Географо-экономические условия проведения работ	18
1.1.1 Административное положение объекта работ.....	18
1.1.2 Рельеф	18
1.1.3 Климат.....	18
1.1.4 Растительность. Животный мир.....	20
1.1.5 Экономическая характеристика района работ.....	20
1.1.6 Пути сообщения.....	21
1.2 Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ	21
1.3 Геологическая характеристика объекта геологоразведочных работ	22
1.3.1 Литолого-стратиграфический разрез района	22
1.3.2 Тектоника.....	25
1.3.3 Нефтегазаносность.....	29
1.3.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения	29
1.3.5 Геофизические исследования	33
1.4 Методика проведения проектируемых геологоразведочных работ	34
1.4.1 Перечень геологических задач и методы их решения	34
1.5 Полевые работы	34
1.5.1 Методика проведения буровых работ	34
1.5.2 Геолого-технические условия бурения скважин. Свойства горных пород. Характеристика разреза	35
1.5.3 Геологическая информация по скважине.....	36

2. Технология и техника проведения буровых работ	37
2.1 Критический анализ техники, технологии и организации буровых работ на предыдущих этапах разведки месторождения	37
2.2 Выбор способа бурения скважин и способа удаления продуктов разрушения пород при бурении.....	37
2.3 Разработка конструкции скважины.....	38
2.3.1 Определение диаметра скважины	39
2.3.2 Типы долот по интервалам	43
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент	43
2.3.4 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента.....	44
2.4 Выбор буровой установки и бурового оборудования	46
2.4.1 Буровой насос и параметры подачи	47
2.4.2 Выбор источника энергии	50
2.4.3 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	50
2.4.4 Выбор бурильных и ведущих труб	52
2.5 Расчет обсадных колонн.....	55
2.5.1 Спуск и крепление обсадной колонны	56
2.5.2 Расчет усилия натяжения обсадной колонны	59
2.6 Расчет процессов цементирования скважины	61
2.6.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	61
2.6.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	62
2.7 Расчет параметров бурового раствора	80
2.7.1 Обеспечение свойства очистного агента, отчистка и контроль параметров	84

2.8 Проверочные расчеты бурового оборудования	92
2.8.1 Проверочный расчет мощности буровой установки.....	92
2.9 Расчет и выбор талевой системы.....	93
2.9.1 Расчет нагрузки на мачту в статическом состоянии	95
2.9.2 Определение усилий ветвях талевой системы.....	96
2.9.3 Определение талевой системы	98
2.9.4 Определение грузоподъемности талевой системы	99
2.9.5 Расчет талевого каната	100
2.9.6 Определение количества свечей, поднимаемых на каждой скорости лебедки	100
2.10 Проверочный расчет бурильных труб на прочность.....	101
2.11 Расчет мощности двигателя, потребной для промывки скважины	111
2.12 Расчет гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе..	111
2.13 Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин	116
2.14 Механизация спуско-подъемных операций	122
2.15 использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА)	122
2.16 Монтаж и демонтаж бурового оборудования	123
2.17 Вспомогательные и подсобные цеха.....	124
2.17.1 Виды технического обслуживания и ремонтов	124
2.17.2 Организация энерго- и водоснабжения	126
2.17.3 Транспортный цех.....	126
2.17.4 Связь и диспетчерская служба	126
2.17.5 Культурно-бытовое и медицинское обслуживание	127

3. Повышение выхода керна в сложных геологических условиях	128
3.1 Технологические особенности бурения с отбором керна.....	129
3.2 Керноотборные снаряды	131
3.3 Анализ керноотборных снарядов и выбор оптимального варианта керноотборного снаряда	138
4. Социальная ответственность при проведении буровых работ.....	143
4.1 Производственная безопасность.....	145
4.1.1 Превышение уровней вибрации и шума	146
4.1.2 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.....	148
4.1.3 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	150
4.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	151
4.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные).....	151
4.2.3 Электрический ток.....	152
4.3 Экологическая безопасность.....	154
4.4 Экологическая безопасность.....	155
4.5 Общие положения о работе вахтовым методом	159
4.6 Ограничения на работы вахтовым методом.....	159
4.7 Продолжительность вахты	160
4.8 Учет рабочего времени при работе вахтовым методом.....	160
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	161
5.1 Структура и организация формы работы бурового предприятия АО «Сибирская Сервисная Компания»	161

5.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	163
5.3 Расчет сменной стоимости сооружения скважины	170
Заключение	172
Список литературы	173

Введение

В настоящее время Россия занимает лидирующие позиции в добыче мировых запасов углеводородсодержащего сырья, что несет большие прибыли нефтегазодобывающим компаниям в период стабильно высоких цен на сырье.

При процессе разработки технологических операций по строительству скважины проектируется применяемое буровое и вспомогательное оборудование, учитываются особенности геологического строения месторождения.

Объектом исследования является Восточно-Майское месторождение, расположенное в Каргасокском районе Томской области.

Процесс проектирования бурения скважины представляет собой последовательный комплекс технико-технологических решений процесса строительства скважины, который позволяет в кратчайшие сроки и при минимальных финансовых затратах произвести строительство скважины.

Необходимо знать, что все задачи в силу единства технологического процесса углубления скважины в определенной степени взаимосвязаны между собой.

Выпускная квалификационная работа содержит решения во всех ведущих сферах проектирования: технологической, сервисной, безопасности труда, охраны окружающей среды и экономической. В специальной части дипломного проекта рассматривается вопрос о повышении выхода керна в сложных геологических условиях.

1. Геолого-методическая часть

1.1 Географо-экономические условия проведения работ

1.1.1 Административное положение объекта работ

В административном отношении территория работ относится к Томской области Каргасокского района. Восточно-Майское месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области. Каргасокский район расположен в северной части Томской области и имеет субширотное расположение территории по бассейнам основных притоков р. Обь - от восточных границ области бассейн р. Тым к западным бассейн р. Васюган. На севере Каргасокский район граничит с Александровским районом и Тюменской областью, на востоке – с Верхнекетским, Парабельским районами Томской области и Красноярским краем, на юге – с Новосибирской областью, на западе – с Омской и Тюменской областями. Расстояние от с. Каргасок до Томска – 460 км. Вся территория приравнена к районам Крайнего Севера. (Рис. 1.1).

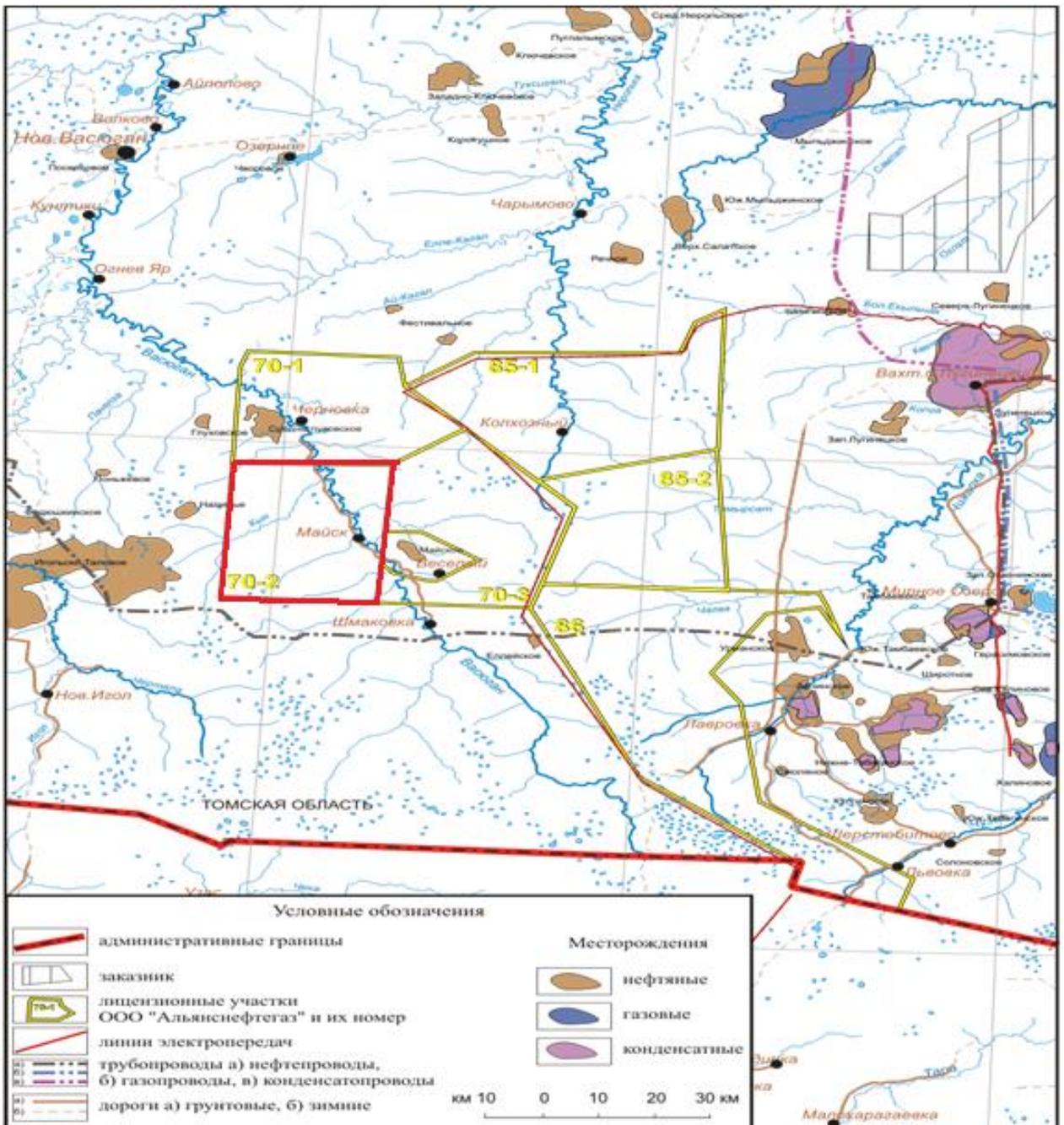
1.1.2 Рельеф

Особенностью рассматриваемой территории является развитие болот, заболачивание и переувлажнение пониженных участков рельефа в результате скопления поверхностных вод в летне-осенний и в паводковый периоды. На водоразделах и крупных террасах развиты болота. Гидрографическая сеть представлена рекой Нюролькой, протекающей с юга на север в восточной части лицензионного участка, с ее левыми притоками – реками Кале-Куланигай, Елле-Кагал, Ай-Кагал и Кынгылат и правыми притоками – реками Черемушная и Быстрая. Все реки в пределах участка работ несудоходны, только во время половодья можно использовать малые суда.

1.1.3 Климат

Климат континентальный, типичный для таежной зоны Сибири. Средние

значения температур воздуха в январе составляют $-19-20^{\circ}\text{C}$, возможны значительные понижения до $-30-35^{\circ}\text{C}$. Лето короткое, но теплое иногда жаркое. Средние температуры воздуха июля составляют $+17+18^{\circ}\text{C}$, максимальные показания составляют $+30+35^{\circ}\text{C}$. Снежный покров устанавливается в конце октября, величина покрова в среднем (в поле) составляет 58 см, максимальная – 78 см, а минимальная – 43 см. Среднегодовое количество осадков составляет 450-



700 мм. Значительная часть приходится на осенний период.

Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

1.1.4 Растительность. Животный мир

Залесенность площади работ составляет примерно 91 %. Лес представлен лиственными (береза, осина) и хвойными (ель, сосна, пихта, кедр) породами, широкое развитие имеет кустарник. Леса Каргасокского района являются источником и других ценных растительных ресурсов: грибов, ягод, лекарственного и технического сырья. На территории района обитают около 17 видов охотничье-промысловых животных и птиц: белка, волк, соболь, лось, глухарь, тетерев, норка, ондатра, бурый медведь, заяц-беляк, колонок, лисица, рябчик и т.д.

1.1.5 Экономическая характеристика района работ

Существенное влияние на экономическое развитие Каргасокского района оказывают результаты деятельности промышленных предприятий. Промышленная деятельность в районе представлена добычей полезных ископаемых, а также обрабатывающим производством, в составе которого можно выделить сопутствующее добыче производство нефтепродуктов, заготовку и переработку древесины, пищевое производство.

Каргасокский район, является территорией, на которой в большей мере осуществляется добыча углеводородного сырья в Томской области. На территории района расположены основные нефтяные и газоконденсатные месторождения области. Здесь добывается 60 % всей томской нефти и 100 % томского газа. За 12 месяцев 2016 года на территории района добыто 6,2 млн. тонн нефти, включая газовый конденсат (96 % к соответствующему периоду 2015 года) и 2 797,7 млн. м³ газа природного и попутного (95,7 % к соответствующему периоду 2015 года). Крупнейшими предприятиями по объёмам добычи на территории района являются ОАО «Томскнефть» ВНК и ОАО «Томскгазпром».

В районе вырубка древесины преимущественно производится в связи с освоением новых нефтяных и газовых месторождений, прокладкой к ним коммуникаций, заготовкой дров и производством небольшого количества пиломатериалов для нужд района.

1.1.6 Пути сообщения

Материально-техническое снабжение осуществляется из г.Томска водным транспортом по рекам Томь, Обь, Васюган, в зимний период – автотранспортом. В г. Кедровый находятся узел связи, ретранслятор, больница, аэродром. Ближайшие ж/д станция и аэропорт федерального значения – в г. Томске. Там же находится речной порт. Постоянно действующей дорожной сети на участке работ нет. Зимние дороги действуют с ноября по март.

1.2 Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ

Майское нефтяное месторождение, расположенное в пределах лицензионного участка № 70-3М (Южно-Фестивальный-3), приурочено к одноименному локальному поднятию, выявленному в 1970 году по результатам сейсмических исследований МОВ (с/п 24/69-70, Другова А.Ф. и др.). В 2014 г. специалистами ЗАО «Пангея» выполнен «Подсчет запасов и ТЭО КИН продуктивных пластов Майского месторождения» (протокол ГКЗ от № 4095 от 27.02.2015 г.). По объектам подсчета была построена новая структурная модель, основанная на результатах корреляции разреза новых разведочных и эксплуатационных скважин с использованием материалов сейморазведочных работ МОГТ 3Д (2006-2008 гг., 2009-2010 гг.). Анализ новой геолого-геофизической информации позволил детализировать 31 особенности строения и нефтеносности залежей пластов Ю14-15 и Ю1 3-4 , а также уточнить положение, морфологию и глубины водонефтяных контактов. Кроме того, в процессе испытаний и ГДИС была доказана промышленная нефтеносность продуктивных пластов Ю11, Ю12 и Ю13 тюменской свиты и

пласта Ю1 М васюганской свиты. Начальные геологические запасы нефти (ABC1+C2) по месторождению в целом составляют 27082 тыс.т, извлекаемые запасы составляют 8885 тыс.т.

1.3 Геологическая характеристика объекта геологоразведочных работ

1.3.1 Литолого-стратиграфический разрез района

Геологический разрез Восточно-Майского нефтяного месторождения представлен отложениями палеозойского фундамента и перекрывающими их со стратиграфическим несогласием отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Породы осадочного чехла представлены юрской, меловой, палеогеновой и неогеновой системами.

Юрская система (J).

Отложения юры со стратиграфическим несогласием залегают на фундаменте и представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним.

Тюменская свита (J₂) представлена неравномерным прослаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с подчиненными прослоями углей и углистых аргиллитов.

Васюганская свита (J₂-3vs), разделяется на две подсвиты, нижнюю - глинистую и верхнюю - песчано-глинистую. Нижневасюганская подсвита представлена мелководно-морскими фациями аргиллитов темно-серых до черных с маломощными прослоями песчаников и алевролитов. Верхневасюганская подсвита, сложенная песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов и углей. Верхневасюганская подсвита делится угольным пластом У1 на надугольную и подугольную части. Надугольная пачка характеризуется развитием на площади работ в основном лагунных фаций.

Верхний отдел (J_3) представлен Баженовской свитой (J_3bg). В разрезе баженовская свита представлена глубоководно-морскими аргиллитами чёрного с буроватым оттенком цвета, битуминозными, плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломками раковин белемнитов, брахиопод, пелеципод плохой сохранности. Благодаря своему повсеместному распространению на территории Томской области и низким фильтрационным свойствам, баженовская свита, совместно с глинистой толщей вышележающей куломзинской свиты, служит крышкой для залежей нефти и газа в пластах горизонта.

Георгиевская свита сложена темно-серыми, почти черными аргиллитами, редко загрязненными песчано-алевролитами материалом, иногда с обильной морской палеофауной.

Меловая система (K).

Отложения меловой системы развиты повсеместно и представлены нижним и верхним отделами, сложенными морскими, прибрежно-морскими и континентальными осадками.

Нижний отдел (K_1)

В данном разрезе Куломзинская (K_1kl) свита согласно перекрывает верхнеюрские отложения, представлена темно-серыми слоистыми аргиллитами с прослоями алевролитов и песчаников. На рассматриваемой территории в нижней части разреза обособляются песчаники серые, светло-серые, как правило, мелкозернистые, часто с высоким содержанием алевроитовой фракции, местами известковистые, преимущественно линзообразной формы.

Нижний отдел (K_1) Тарской свиты (K_1tr) в данном разрезе представлена песчаниками светло-серыми, серыми, в отдельных случаях известковыми, плотными, чаще слабо цементированными глинистым цементом. Песчаники чередуются с подчиненными прослоями серых, иногда зеленоватых аргиллитоподобных глин и алевролитов.

Нижний отдел (K_1) Киялинской свиты (K_1kl) в разрезе свита

представлена неравномерно переслаивающейся толщей песчаников, глин, аргиллитов, алевролитов. По всему интервалу встречаются обугленные растительные остатки.

Нижний-верхний отдел (K_{1-2}) Покурской свиты ($K_{1-2}pk$) представлена неравномерным чередованием глин, алевролитов, песков и песчаников. Песчаники серые, светло-серые, разномерные, глинистые, слабоцементированные. Пески серые, мелкозернистые, слюдистые. Песчаники в разрезе преобладают и имеют индексацию от ПК1 до ПК19. Глины серые, темно-серые алевролитистые, комковатые с включением детрита.

Кузнецовская свита (K_2kz) Так как в представленном разрезе Кузнецовская свита формировалась в условиях морского бассейна, она сложена глинами с остатками морской фауны.

Ипатовская свита ($K_2 ip$) В разрезе месторождения Ипатовская свита представлена песчано-алевролитовой толщей с подчинёнными прослоями глин. В переслаивающейся толще иногда встречаются глауконитовые песчаники, включения пирита.

Славгородская свита (K_2) В разрезе свита сложена глинами с редкими прослойками песчаника и алевролита, с прослоями опок и опоковидных глин.

Ганькинская свита ($K_2 gn$) В разрезе Майского месторождения Ганькинская свита завершает разрез меловой системы. Она сложена песчано-алевролитистыми, известковистыми глинами, с редкими прослоями песчаника, алевролита с включениями конкреций марказита.

Талицкая свита ($P_1 tl$) свита сложена темно-серыми алевролитистыми и аргиллитоподобными глинами с буроватым оттенком, с мелкими линзами алевролитов.

Люлинворская свита ($P_{1-2} ll$) представлена зеленовато-серыми, светло-серыми, серыми, опоковидными глинами, местами, переходящими в опоки, жирные на ощупь.

Палеогеновая система (Р) палеогеновые отложения представлены песками, глинами, алевролитами.

Четвертичная система (Q) четвертичные отложения представлены толщей переслаивающихся супесей, суглинков, песков и глин, перекрытых почвенно-растительным слоем.

Таблица 1.1 – Литологический состав горных пород по разрезу проектной разведочной скважины

интервал		Описание горной породы
От	До	
0	40	Супеси, суглинки, пески и глины, перекрытые почвенно-растительным слоем
40	800	пески зеленовато-серые, пески с прослоями и линзами алевролитов и глин, светло-серые, серые, опоковидные глины, темно-серые алевритистые и аргиллитоподобные глины, глины тёмно-серые с зеленоватым оттенком с редкими прослоями зеленовато-серых песков.
800	1800	неравномерное чередование глин, алевролитов, песков и песчаников. песчаники серые, светло-серые, разномерные, глинистые, слабосцементированные. пески серые, мелкозернистые, слюдяные. глины серые, тёмно-серые алевритистые, комковатые с включением детрит, аргиллиты с прослоями зеленовато-серых, серых, известковистых песчаников и алевролитов
1800	2750	коричнево-тёмно-серые битуминозные аргиллиты, участками плитчатые или карбонатизированные, неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов с подчиненными прослоями углей и углистых аргиллитов

1.3.2 Тектоника

Фундамент Западно-Сибирской плиты (ЗСП) представляет гетерогенное складчато-глыбовое сооружение, отдельные части которого представлены структурами, сформировавшимися в завершающие фазы байкальского, салаирского, каледонского и герцинского циклов тектогенеза. В пределах ЗСП выделяется несколько крупных разновозрастных блоков.

Лицензионный участок 70 расположен в южной части Центральной Западносибирской складчатой системы, время консолидации определяется как герцинское, что подтверждается возрастом пород и их составом. В плане Центрально-Западносибирская складчатая система представляет собой ряд

субпараллельных антиклинорных зон, разделённых межгорными прогибами и внутренними впадинами.

Кроме герцинских структурно-формационных зон в фундаменте Центрально- Западносибирской складчатой системы выделяется ряд срединных массивов и небольших блоков более древних складчатых систем. Наиболее крупным из срединных массивов является Межовский. Срединный массив состоит из основания с байкальским возрастом складчатости и перекрывающих его осадочных формаций нижнего и среднего палеозоя. Системой разломов массив разбит на ряд блоков, которые испытали разноамплитудные вертикальные перемещения. Наибольшее вертикальное смещение произошло вдоль Фестивального глубинного разлома, где на доюрскую поверхность выведены формации основания массива с серпентинизированными телами ультрабазитов.

Данные структурные зоны представляют собой расщелины на всю мощность земной коры заполненные базитами, и только их верхняя часть сложена вулканогенно-осадочными и осадочными образованиями.

Согласно «Тектонической карте мезозойско-кайнозойского чехла Томской области» (ред. Старосельцев В.С, 1995 г.) (рис. 1.2) район лицензионного участка № 70 приурочен к Нюрольской впадине, осложненной структурами II порядка, северо-западная часть охватывает Кулан-Игольскую, восточная – Тамратскую котловины. В юго-восточной части район приурочен к северо-западной периклинали Лавровского наклонного вала.

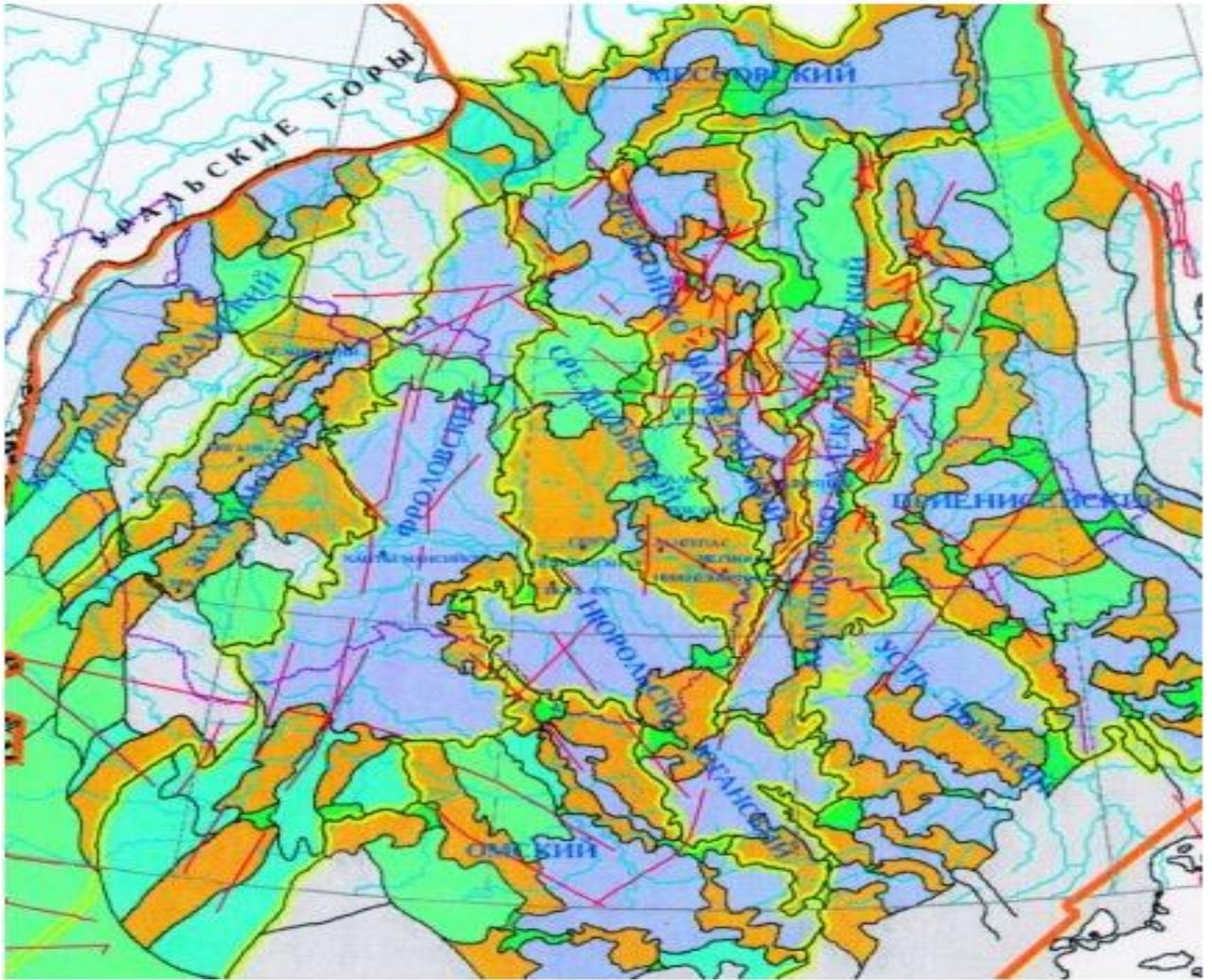
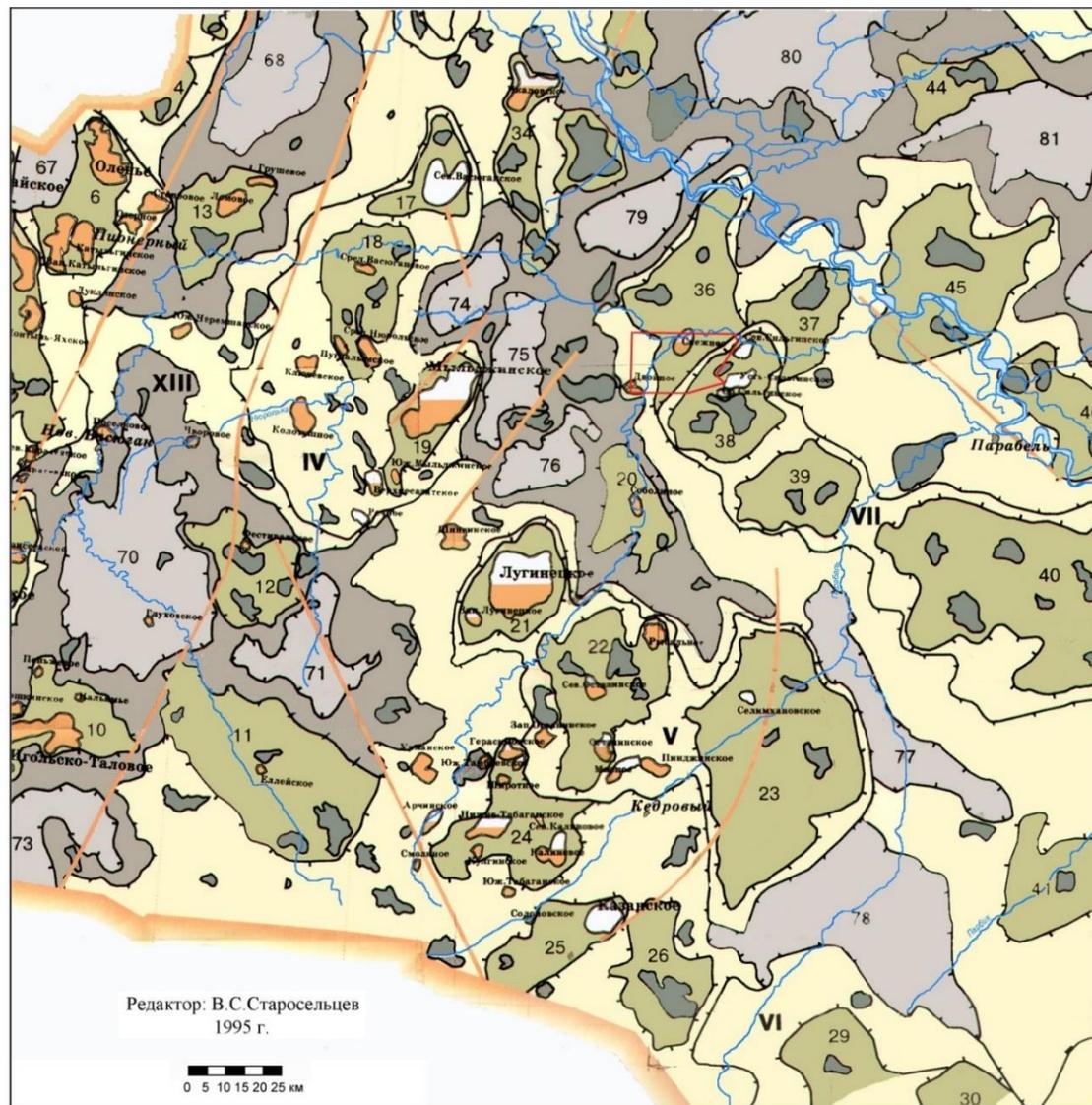


Рисунок 1.2 – Фрагмент тектонической карты центральной части
Западно-Сибирской плиты

Дизъюнктивные нарушения играют существенную роль в формировании тектонического облика района и, соответственно, в формировании залежей углеводородов. В районе лицензионных участков можно выделить, как и на всей территории ЗСП, в региональном плане две основные системы нарушений: северо-западного и северо-восточного простирания. Кроме того, выделяется много мелких разно-ориентированных нарушений, часть из которых проникает в чехол. Эти нарушения осложняют структурные формы, формируют их мелкоблочное строение и создают условия для образования ловушек неантиклинального типа.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- | | |
|---|---|
| граница Томской области | основные структуры III порядка (локальные поднятия) |
| контуры положительных структур I порядка | разломы |
| контуры отрицательных структур I порядка | нефтяные месторождения |
| контуры положительных структур II порядка | газоконденсатные и газовые месторождения |
| контуры отрицательных структур II порядка | газонефтяные (нефтегазовые) месторождения |
| промежуточные структуры | |

Структуры I порядка

- | | |
|------------------------------|-----------------------------|
| I Нижневартовский свод | V Пудинский мегавал |
| II Каймысовский свод | VII Парабельский мегавал |
| III Александровский мегавал | XII Колтогорский мегапрогиб |
| IV Среднеvasюганский мегавал | XIII Нюрольская впадина |
| | XIV Усть-Тымская впадина |

Структуры II порядка

- | | |
|----------------------------|-------------------------------|
| 3 Кедровское к.п. | 32 Окунёвское к.п. |
| 4 Ледовое к.п. | 33 Мурасовский н.в. |
| 6 Катыльгинское к.п. | 34 Межозёрный вал |
| 7 Нововасюганский вал | 36 Снежный с.м. |
| 9 Монсеевское к.п. | 37 Каргинский с.м. |
| 12 Фестивальный вал | 38 Сильгинское к.п. |
| 13 Черемшанское к.п. | 39 Сенькинское к.п. |
| 15 Кривоуцкий вал | 67 Граничный с.з. |
| 16 Полуденный с.м. | 68 Ильяжский прогиб |
| 17 Северо-Васюганское к.п. | 70 Кулан-Игайская котловина |
| 18 Новотевризское к.п. | 71 Тамрадская котловина |
| 19 Мыльджинский вал | 74 Северо-Мыльджинский прогиб |
| 20 Соболиный вал | 75 Центральный прогиб |
| 21 Лугинское к.п. | 76 Салатская котловина |
| 22 Пудинское к.п. | 79 Вертикальный прогиб |
| 23 Горелоярское к.п. | 80 Нёготкинская котловина |
- (к.п.-куполовидное поднятие, с.м.-структурный мыс, н.в.-наклонный вал, с.з.-структурный залив)

Граница лицензионного блока 77

Рисунок 1.3 – Фрагмент тектонической карты мезозойско-кайнозойского чехла Томской области

1.3.3 Нефтегазаносность

Наблюдения за естественными скоплениями нефти и газа позволили установить, что они приурочены к осадочным горным породам, обладающим способностью собирать и вмещать в себя флюиды (нефть, газ и воду). Горные породы, которые способны вмещать и отдавать жидкости и газы, содержащиеся в их пустотах, называются коллекторами. Наиболее распространенными породами-коллекторами являются песчано- алевритовые и карбонатные, но известны породы, обладающие необходимыми характеристиками, которые позволяют им содержать нефть или газ в промышленных количествах в поровом пространстве. К таковым относятся трещиноватые глины (аргиллиты), конгломераты, зоны выветривания на древних поверхностях гранитов и серпентинизированные магматические образования.

1.3.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения

Особенностью гидрогеологических условий рассматриваемого Восточно-Майского месторождения является его приуроченность к области сочленения двух крупных гидрогеологических структур: Западно-Сибирского артезианского бассейна и Колывань-Томской складчатой зоны. Карта гидрогеологических условий территории представлена на рис. 4.1. По условиям залегания, циркуляции, питания и разгрузки в районе работ выделяются два гидрогеологических этажа со свободным и затрудненным водообменом, разделенные мощным водоупором верхнемелового-средне палеогенового возраста мощностью от 0 до 50 м.

Зона свободного водообмена подразделяется на два водоносных этажа. Верхний этаж сложен рыхлыми мезозойско-кайнозойскими отложениями, содержащими пластово- поровые воды. Нижний этаж – складчатый фундамент палеозойских образований, представленный осадочными вулканогенными и метаморфическими породами, обводненными преимущественно в верхней

трещиноватой зоне, представлен водоносными зонами ниже-среднего карбона и верхнего девона.

Верхний водоносный этаж включает в себя следующие водоносные комплексы: неоген-четвертичных отложений; палеогеновых отложений; верхнемеловых отложений, и представляет в настоящей работе наибольший интерес.

Водоносный комплекс неоген-четвертичных отложений включает в себя гидравлически взаимосвязанные водоносные и водоупорные горизонты озерно-болотных отложений, отложений пойм рек; надпойменных террас, древних ложбин стока и аккумулятивных равнин.

Водоносный комплекс распространен повсеместно в пределах Обь-Томского междуречья и локально на правобережье р. Томи. В кровле водоносного комплекса лежат глины, суглинки, эоловые пески. Мощность перекрывающих глинистых отложений изменяется от 3–10 м в поймах р. Томь, до 62–72 м – на Обь-Томском водоразделе. В подошве водоносного комплекса залегают чаще всего глины олигоценых отложений новомихайловской, реже – лагерно томской свит, а в юго-восточной части района – глинистые продукты выветривания палеозойских образований. Водоносные отложения представлены песками, гравийно-галечниковыми отложениями, супесями, мощностью от 13 до 46 м. Воды безнапорные или слабонапорные в случае, когда в кровле лежат водоупорные отложения. Величины напоров изменяются от первых метров до 28 м.

Воды голоценовых озерно-болотных отложений развиты на поймах рек, террасах, ложбинах стока и водоразделах. Сложены они торфом, илами, илистыми суглинками мощностью до 6 м, характеризуются низкой водоотдачей. Глубина залегания болотных вод на повышенных участках достигает 0,3 м, на пониженных – они заливают пространства между кочками или образуют мелкие озера площадью до первых десятков м².

Ниже суглинков залегают преимущественно песчаные и гравийно-галечниковые аллювиальные отложения с прослоями глин и суглинков,

неравномерно развитых по территории. Песчаность разреза высока и местами достигает 90–95 %. Состав песков кварцево-полевошпатовый со следами выветривания с образованием аутигенного каолинита.

Водоносный горизонт отложений древних ложбин стока развит на левом берегу р. Томь и четко вырисовываются в рельефе по вытянутым в юго-западном направлении формам болот, песчаных грив и межгривных понижений. Водовмещающие породы сложены песчано-валунно-галечниковыми отложениями мощностью от 10 до 20 м, перекрыты глинами, илами, торфяниками и суглинками. Глубина залегания кровли водовмещающих пород варьируется от 10 до 35 м. Горизонт значительно обводнен, удельные дебиты скважин составляют от 0,3 до 13 л/с. Воды напорные, величина напора достигает 30 м.

Водоносный комплекс палеогеновых отложений является основным источником централизованного водоснабжения г. Томска и частично г. Северска. Данный комплекс приурочен к отложениям новомихайловской, юрковской и кусковской свит, сложенных песками, алевритами, глинами с прослоями бурых углей и лигнитов. Воды новомихайловской, юрковской и кусковской свит находятся в тесной гидравлической связи и образуют единый гидродинамический комплекс, изолированный от водоносного верхнечетвертичного комплекса глинами, алевритами и лигнитами лагернотомской и новомихайловской свит. Мощность перекрывающих водоупорных отложений изменяется от 1–3 м до 65–70 м. Однако, на отдельных участках, преимущественно на поверхности поймы р. Томи и ее надпойменных террас, перекрывающие отложения отсутствуют и через песчаные литологические «окна» происходит перетекание вод из первого от поверхности водоносного комплекса в эксплуатируемый комплекс. Мощность водовмещающих пород варьирует от 10 до 100 м, глубина залегания – от 40 до 125 м от поверхности.

Водоносный комплекс меловых отложений объединяет водоносные горизонты симоновской и сымской свит. Данный комплекс широко

распространен в пределах характеризуемого района, отсутствуя лишь в юго-восточной части Обь-Томского междуречья и южнее р. Большая Киргизка. В кровле комплекса на большей площади его распространения лежат глины люлинворской свиты, выклинивающиеся в южной части междуречья и на правобережье р. Томь, и на отдельных участках – глины сымской и симоновской свит. Мощность перекрывающих глин изменяется от 6 м до 17 м. В подошве мелового комплекса лежат практически непроницаемые глины илекской свиты, вблизи границы выклинивания мелового комплекса – глины коры выветривания палеозойских образований. Общая мощность водоносного комплекса увеличивается по мере его погружения и изменяется от 20 до 285 м. Мощность водовмещающих отложений составляет 150–160 м, уменьшаясь в юго-восточной части междуречья до 14 м и менее. В верхней части разреза распространены песчаные отложения сымской и симоновской свит с прослоями и линзами глин и песчаников, в нижней части разреза – глины кийской и илекской свит с прослоями песков и алевроитов. Воды напорные, величины напоров изменяются от 70 м до 210 м. В верхней части разреза распространены песчаные отложения сымской и симоновской свит с прослоями и линзами глин и песчаников, в нижней части разреза – глины кийской и илекской свит с прослоями песков и алевроитов. Воды напорные, величины напоров изменяются от 70 м до 210 м.

Подземные воды трещиноватой водоносной зоны палеозойских образований распространены повсеместно, выходя на дневную поверхность на правом берегу р. Томи и резко погружаясь в северном и северо-западном направлениях. В кровле палеозойских образований почти повсеместно развита кора выветривания, которая отсутствует под 70 руслом р. Томь и на северо-западе района. Отложения палеозоя представлены глинистыми сланцами и песчаниками. Верхняя зона мощностью 20–80 м трещиновата и обводнена. Удельные дебиты достигают 0,4 л/с, величина напора – 250–410 м. Водовмещающими породами являются глинистые сланцы, песчаники. Значения коэффициентов водопроницаемости также изменяются в широких

пределах от 0,07 до 363 м²/сут на водоразделах (в среднем 45 м²/сут) и от 0,7 до 518 м²/сут в долинах рек (в среднем 82 м²/сут).

1.3.5 Геофизические исследования

Объём промыслово-геофизических исследований, предусмотренный для проведения в скважине, составлен на основании «Правил геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» (Москва, 1999г.), Методических указаний «Комплексирование и этажность выполнения геофизических, гидродинамических исследований нефтяных и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» РД153-39.0-109-0. (Москва, 2002г.) и проводится в соответствии с требованиями «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах (РД 153-39.0-072-01), принятой и введённой в действие приказом Минэнерго России 07.05.2001 г. Сведения по проектируемому комплексу ПГИС приведены в таблице.

Таблица 1.2 – Комплекс ГИС при строительстве скважины

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине, м	в интервале, м	
1	2		3	4
Кондуктор				
В открытом стволе				
Стандартный каротаж (А2М0.5N) с ПС, БК, ИК, профилометрия-кавернометрия	1:500	1000	50	1000
РК (ГК+НКТ)	1:500		0	1000
Продолжение таблицы 1.2				
Инклинометрия	ч/з 10 м		0	1000
Геолого-технические исследования (газовый каротаж)	-	В процессе бурения	0	1000
В обсаженном стволе				
Плотностная цементометрия (ЦМ-812), МЛМ	1:500	1000	0	990
АКЦ (с ФКД)	1:500	2620	0	1000
Эксплуатационная колонна				
В открытом стволе				
Стандартный каротаж (А2М0.5N) с ПС, БК, ИК	1:500	2620 привязка переотбором керн	1000	2620
РК (ГК+НКТ)	1:200		950	2620
Инклинометрия	ч/з 10 м		950	2620

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5
Стандартный каротаж (А2МО.5N), ПС, БК, ИК	1:500 1:200	2750	2570	2750
РК (ГК, НКТ)			2570	2750
БКЗ (7 зондов), резистивиметрия, ВИКИЗ, МБК, МКЗ, МКВ, КВ-ПР, АКШ, ГГК-п			1000	2750
Инклинометрия			ч/з 10 м	2570
Геолого-технические исследования (газовый каротаж)		В процессе бурения	1000	2750
Отбор шлама	ч/з 5 м ч/з 2 м		1000 2550	2550 2750
В обсаженном стволе				
АКЦ (с ФКД), СГДТ, МЛМ	1:500	2750	0	2740
ТМ	1:500 1:200		0	2740

1.4 Методика проведения проектируемых геологоразведочных работ

1.4.1 Перечень геологических задач и методы их решения

Комплекс проектируемых работ зависит от геологической задачи, которая формулируется в геологическом задании.

Согласно заданию, скважина должна вскрыть продуктивный пласт Ю₁¹⁻², Ю₁³⁻⁴ в интервале 2638–2738 м. поэтому проектная глубина с учетом зумпфа составит 2750 метров. Данный интервал представлен трещиноватыми и не устойчивыми породами (аргиллиты темно-серые до черных с маломощными прослоями песчаников и алевролитов, углей), что показывает о не достаточном выходе керна.

Планируемый комплекс работ предусматривает отбор керна в проведенном интервале, геофизические исследования.

1.5 Полевые работы

1.5.1 Методика проведения буровых работ

Основной задачей разведочных скважин является оконтуривание залежи нефти продуктивных пластов Ю₁¹⁻², Ю₁³⁻⁴ на данном участке,

изучение свойств пласта: пластовое давление, ФЕС, продуктивность пласта и т.д.

Бурение будет осуществляться буровой установкой БУ-3000-ЭУК в блочно модульном исполнении работающая от промышленной сети 6 кВт.

Проходка основного ствола скважины будет производиться гидравлическими забойными двигателем с использованием долот типа PDC, а бурение в интервале отбора керна роторным способом, с использованием бур. головки БИГ 215,9/100, что обеспечит высокий процент выноса керна диаметром 100 мм.

1.5.2 Геолого-технические условия бурения скважин. Свойства горных пород. Характеристика разреза

В целом геологический разрез представлен мягкими и средними породами не выше II–V категории по буримости. Характеристика горных пород представлена в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Характеристика горных пород геологического разреза

интервал		Описание горной породы	Категория по буримости	Категория пород
От	До			
0	40	Представлены песками, алевритистыми глинами с галькой и гравием, озерно-ледниковые образования.	II	M
40	610	Представлены темно-серыми, серыми, желтовато-зелеными, зеленовато-серыми глинами с гнездами глауконита.	II	M
610	870	Представлена темно-серыми глинами, приурочена к морским осадкам туронского яруса	III	M
870	1850	Представлены толщей глин темно-серых плотных, слюдистых с редкими песчано-алевритистыми прослоями в подошве.	IV	MC
1850	2750	Представлена равномерным чередованием глинистых и песчано-алевролитовых пачек.	V	C

1.5.3 Геологическая информация по скважине

По проекту на разведку Восточно-Майского месторождения предполагается пробурить разведочную скважину глубиной 2750 м. Выход керна по продуктивному пласту должен составлять не менее 65 %. Отбор керна будет осуществляться из отложений баженовской, васюанской свит общим метражом 50 м. Согласно геологическому заданию, должны вскрыть продуктивный пласт Ю₁¹⁻², Ю₁³⁻⁴ в интервале 2638–2738 м. Данный интервал представлен трещиноватыми и не устойчивыми породами (аргиллиты темно-серые до черных с маломощными прослоями песчаников и алевролитов, углей), что показывает о не достаточном выходе керна.

Керн, извлекаемый из керноотборочного снаряда, принимается представителем геологической службы, с поверхности керна смывается водой остатки глинистой корки от бурового раствора (керн из интервалов залегания трещиноватых пород осторожно без промывки очищается от загрязняющей его корки глинистого раствора) и укладывается в специальные керновые ящики.

2. Технология и техника проведения буровых работ

2.1 Критический анализ техники, технологии и организации буровых работ на предыдущих этапах разведки месторождения

Восточно-Майское месторождение было открыто в 2014 году разведочной скважиной № 5. Целью бурения была разведка нефтяных залежей в пласте Ю₁³⁻⁴ тюменской свиты, уточнение геологического строения недр участка и промысловых характеристик перспективных отложений.

Исходя из ранее полученных данных, промышленный приток безводной нефти дебитом 19,2 м³/сут был получен при испытании интервала 2754-2759 м (а.о. -2553,3-2558,3 м). Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная. Тип коллекторов – терригенный. В качестве границы раздела нефть – вода принята наклонная поверхность, залегающая в интервале абсолютных отметок от -2538,0 м в северо-западной части месторождения до -2564,0 м в его юго-восточной части. Площадь залежи составляет 16,7 км², размеры - 9,6×1,9 км, а высота – 21 м.

Бурение осуществлялось буровой установкой: БУ-3000 ЭУК. Для нужд доразведки чаще используют буровую установку БУ-3000 ЭУК с применением глинистых растворов.

Необходимость доразведки возникла в связи с тем, что получена новая геологическая информация о строении месторождения.

2.2 Выбор способа бурения скважин и способа удаления продуктов разрушения пород при бурении

Одним из важнейших условий эффективного бурения скважин является выбор оптимального способа бурения и типа породоразрушающего инструмента. При выборе способа бурения и типов породоразрушающего инструмента необходимо руководствоваться данными, характеризующими их эффективность, основными из которых являются: механическая скорость бурения, проходка за рейс, проходка ПРИ.

В данных условиях применяем вращательное бурения посредством применения винтовых забойных двигателей, а при керноотборе переходим на роторное бурение, керноотборным снарядом. Преимущество колонкового бурения перед другими способами – возможность получения качественного керна, изучение которого в сочетании с другими исследованиями в скважинах позволяет с большой точностью и достоверностью подсчитать запасы полезного ископаемого, определить его качество и условия залегания.

Бурение скважин будет осуществляться с применением гидравлического способа удаления продуктов разрушения прямой схемой циркуляции, при котором продукты разрушения выносятся потоком промывочной жидкости через затрубное пространство.

2.3 Разработка конструкции скважины

Под конструкцией скважины понимают расположение обсадных колонн с указанием их диаметра, глубины установки, высоты подъема закачанного цементного раствора, диаметра долот для бурения под каждую колонну.

Исходя из правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, конструкция скважины должна обеспечивать:

- максимальное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и возможности достижения проектного уровня гидродинамической связи продуктивных отложений со стволом скважины;
- получение необходимой горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;
- условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;
- максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

Конструкция скважины включает в себя:

1. Направление длиной 50 м, обеспечивает устойчивость приустьевой зоны при бурении в четвертичных породах, с целью предотвращения размыва устья скважины. При бурении секции под кондуктор обеспечивает вертикальность ствола скважины до глубины 50 м. обеспечивает высоту подъема цементного раствора до устья.

2. Кондуктор длиной 950 м, исходя из того, что первые 950 метров слогают мягкие неустойчивые породы. Так же кондуктор предназначен для перекрытия пресноводных пластов, а также установки противовыбросового оборудования (ПВО) и подвески последующих колонн.

3. Эксплуатационная колонна длиной 2750 м, с целью того что бы перед кровлей продуктивного пласта перейти на буровую головку и продолжить бурение с отбором керна. Также эксплуатационная колонна предназначена для укрепления стенок скважины, сообщения эксплуатируемого пласта с поверхностью, размещения необходимого эксплуатационного оборудования.

Цементация затрубного пространства кондуктора производится до устья. Высота подъема тампонажного раствора при цементациях эксплуатационной колонны будет на уровне 800 м, так как уровень цементного камня должен быть на отметки выше башмака кондуктора на 150 м для нефтяных скважин, согласно рекомендация [2].

2.3.1 Определение диаметра скважины

Расчет диаметров ведется снизу-вверх. Конечный диаметр скважины принимаем исходя из ожидаемого дебита. Опираясь на опыт бурения на соседних участках и на рекомендации [2], [3], минимальный диаметр керна в данных условия будет равен 100 мм. Таким образом, исходя из имеющегося оборудования на вооружение предприятия [1], геологического разреза, а также рекомендаций [2] для бурения продуктивного пласта и отбора керна применяем буровую головку типа PDC БИТ-215,9/100 с наружным диаметром

$D_{\text{дл}}=215,9\text{мм}$. Диаметр эксплуатационной колонны выбираем по ожидаемому дебиту нефтяной скважины.

1. Расчет эксплуатационной колонны

Рекомендуемые условные диаметры эксплуатационной колонны [2]

Таблица 2.1 – Рекомендуемые условные диаметры эксплуатационной колонны

Диаметры эксплуатационной колонны (мм) при ожидаемом дебите									
нефти, т/сут.					газа, м ³ /сут.				
до 40	до 100	до 150	до 300	более 300	до 75	до 250	До 500	до 1000	до 5000
114	127-14	146	168-17	178-19	114	114-14	146-17	178-21	219-273

Выбираем эксплуатационную колонну диаметром 168 мм, при проектном дебите 200 т/сут. Наружный номинальный диаметр эксплуатационной колонны составляет 168 мм, толщина стенки трубы 6,5-14 мм, и диаметр муфты 188 мм.

$$D_{\text{д}} = D_{\text{м}} + \delta \quad (2.1)$$

где $D_{\text{м}}$ – диаметр муфты; δ – необходимый зазор.

По данной формуле рассчитываем минимальный диаметр скважины под эксплуатационную колонну,

$$D_{\text{СКВ}} = 188 + 25 = 213 \text{ мм}$$

где $D_{\text{м}}$ - наружный диаметр соединительной муфты (по ГОСТ 632-80, для $D_{\text{э.к.}} = 168 \text{ мм}$, $d_{\text{м.э}}=188 \text{ мм}$), δ -разность диаметров ствола скважины и муфты (для $D_{\text{д.р.}}=168,3$, $\delta=25 \text{ мм}$);

По полученному расчетному значению подберем долото для бурения данного интервала по ГОСТ 20692 – 75. $D_{\text{д}}= 215.9\text{мм}$

Бурение интервала под эксплуатационную колонну будет производиться сплошным забоем до продуктивного пласта, залегающего на глубине 2636 метров. Произвести подъем для смены КНБК при достижении глубины отбора

керна, согласно геологическому заданию. Применяем бурголовку для отбора керна типа PDC БИТ 215,9/100

2. Расчет кондуктора

Установленный нормализованный диаметр долота под эксплуатационную колонну позволяет рассчитать внутренний диаметр обсадной колонны (кондуктор) через которую это долото должно свободно пройти, найдем по формуле:

$$D_{в.к} = D_{д} + 2\Delta \quad (2.1)$$

где, Δ - радиальный зазор между долотом и внутренней стенкой обсадной трубы. $\Delta=5...10$ мм.

$$D_{в.к} = 215,9 + 10 = 225,9 \text{ мм}$$

По известному внутреннему диаметру обсадной трубы с использованием ГОСТ 632-80 нормализованный диаметр обсадной колонны и выявляется наибольшая допустимая толщина стенки трубы. Диаметр принимаем $d_{вн} = 244,5$ мм. При этом наружный диаметр соединительной муфты $d_{м.э} = 269,9$ мм, δ - зазор между стенкой скважины и муфты обсадной трубы, 25 мм.

Расчетный диаметр долота для бурения под кондуктор найдем из формулы:

$$D_{в.к} = D_{м.э} + \delta \quad (2.3)$$

$$D_{д.к} = 269,9 + 25 = 294,9 \text{ мм.}$$

Далее по расчетному диаметру проектом выбирается ближайший нормализованный диаметр из типоразмеров ГОСТ 20692-80. Проектом принимается долото диаметром 295,3 мм.

3. Расчет направления

Далее находим внутренний диаметр направляющей колонны

$$D_{в.н} = D_{д.к} + 2\Delta \quad (2.4)$$

$$D_{в.н} = 295,3 + 10 = 305,3 \text{ мм}$$

Аналогично из табличных данных (Таблица-3) подбираем ближайший, больший и нормализованный наружный диаметр направляющей колонны и муфт к ней. Из таблицы согласно проекту, обсадная колонна под направление будет диаметром 324 мм с толщиной стенки 9-12 мм и имеющая диаметр муфты 351 мм.

Далее так же определяем минимальный диаметр скважины под направляющую колонну

$$D_d = D_m + \delta \quad (2.5)$$

$$D_d = 351 + 39 = 390 \text{ мм}$$

Далее по расчетному диаметру проектом выбирается ближайший нормализованный диаметр из типоразмеров ГОСТ 20692-80. Проектом принимается долото диаметром 393,7 мм.

Таблица 2.2 - Диаметр долот и обсадных колонн

Данные расчета конструкции скважины				
	Диаметр, мм		Интервал, м	
	Колонна	Долото	Спуска	Цементирования
Направление	323,9	393,7	0-50	0-50
Кондуктор	244,5	295,3	0-950	0-800
Эксплуатационная колонна	168	215,9	0-2750	975-1775 1775-2750

На последнем этапе проектирования выбирается колонная головка. По проекту запланировано использование однофланцевой колонной головки, которая крепится к обсадной трубе с помощью резьбы или сварки.

Используем следующую колонную головку ОКК1 – 35 – 168x245 ГОСТ 30169 – 94.

Здесь:

О – оборудование;

К – колонны обсадных труб;

К – клиновой трубодержатель;

1 – количество корпусов (подвешиваемых обсадных колонн)

35 – рабочее давление верхнего фланца, МПа;
168x245 – диаметры обсадных колонн, для которых предназначена колонная головка, мм.

2.3.2 Типы долот по интервалам

Для бурения данной скважины будут использоваться следующие породоразрушающие инструменты:

Направление: 393,7 М-ГВУ-R227

Шифр долота: трехшарошечное долото диаметром 393,7 мм для бурения мягких пород с фрезерованным вооружением с боковой гидромониторной промывкой, с опорой на радиальных подшипниках качения с герметизированной опорой шарошек, номер заводской модели 227, выпускается по лицензии.

Кондуктор: БИТ-295,3 МС

Шифр долота: долота PDC диаметром 295,3 мм для бурения мягких пород с прослойками средних

Эксплуатационная колонна: БИТ-215,9 С9

Шифр долота: долота PDC диаметром 215,9 мм для бурения малоабразивных пород средней твердости с прослойками твердых.

Для интервала отбора керна используем бурильную головку: БИТ-215,9/100 С

Шифр долота: девятилопастная бурильная головка для отбора керна в малоабразивных породах средней категорий твердости, перемежающихся с пропластками твердых пород. Отличаются повышенным выносом керна за счет плавного резания породы алмазно-твердосплавными резцами (PDC).

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

Расчет осевой нагрузки производится для каждого типоразмера долота и каждой нормативной пачки, исходя из максимальной эффективности разрушения горной породы, учитывая ее твердость, удельную нагрузку на

единицу диаметра долота, допустимой по паспорту долота. Осевая нагрузка на долото рассчитывается по формуле:

$$G_{oc} = qD_d \text{ кН} \quad (2.31)$$

где q – удельная нагрузка на один миллиметр диаметра долота, кН/мм, D_d – диаметр долота в см.

Для данного района работ рекомендуется применять следующие удельные нагрузки:

- для пород категории М (0-50 м) $q =$ до 200 кгс/см
- для пород категории МС (50-950 м) $= 200 \div 400$ кгс/см
- для пород категории С (950-2750 м) $q = 400 \div 600$ кгс/см;

1. Интервал (от 0 до 50 м) интервал представлен породами категорий М

$$G_{oc1} = 150 * 39,37 = 5900 \text{ кГс}$$

2. Интервал (от 50 до 950 м.) интервал представлен породами категорий МС

$$G_{oc2} = 210 * 25,93 = 6200 \text{ кГс}$$

Для долот PDC, удельные осевые нагрузки принимаются в пределах от 50 до 400 кГс/см. Большие значения берутся в более твердых породах, для данного интервала $q = 210$ кГс/см [2].

3. Интервал (от 2600 до 2750 м.)

Для буровых головок G_{oc} считается о формуле:

$$G_{oc} = q \cdot \frac{(d_H^2 - d_B^2) \cdot \pi}{4} \text{ кГс}, \quad (2.32)$$

$$G = 24,5 \cdot \frac{(21,59^2 - 10^2) \cdot 3,14}{4} = 7041 \text{ кГс};$$

2.3.4 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально. Расчет частоты вращения ведется по формуле:

$$n = 19,1 \frac{V_l \text{ об}}{D_d \text{ мин}}, \quad (2.33)$$

где V_l – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;
 D_d – диаметр долота м.

Таблица 2.3 – Линейная скорость для шарошечных долот [2].

Категория пород	Линейная скорость м/с
М	3,4-2,8 м/с
МС	2,8-1,8 м/с
С	1,8-1,3 м/с
СТ	1,5-1,2 м/с
Т	1,2- 1,0 м/с
К	0,8- 0,6 м/с
для долот PDC	1-2 м/с.

1. Интервал (от 0 до 50 м.) используем трехшарошечное долото 393,7 М-ГВУ-R227

$$n1 = 19,1 \frac{3}{0,3937} = 145 \text{ об/мин}$$

2. Интервал (от 50 до 950 м) используем долото PDC БИТ-295,3 МС

$$n2 = 19,1 \frac{1,5}{0,2953} = 97 \text{ об/мин}$$

3. Интервал (от 950 до 2636 м) используем долото PDC БИТ-215,9 С9

$$n3 = 19,1 \frac{1,5}{0,2159} = 132,7 \text{ об/мин}$$

4. Интервал (от 2636 до 2686 м) используем долото БИТ-215,9/100 С

$$n4 = 19,1 \frac{0,9}{0,2159} = 79 \text{ об/мин}$$

учитывая рекомендаций по бурению в продуктивном пласте с отбором керна [2] принимаем:

$$n=80 \text{ об/мин}$$

Далее исходя из полученных результатов, для интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну произведем выбор забойного двигателя. При

выборе двигателя прежде всего определяется его оптимальный наружный диаметр D из соотношения $D = (0,84 - 0,92) D_c$.

Так же, принимаем во внимание полученный расход промывочной жидкости и частоту вращения по интервалам, опыт работ на соседних участках и рекомендаций [2]

2.4 Выбор буровой установки и бурового оборудования

Исходя из того, что глубина сооружаемой скважины составляет 2750 м, посредством роторного бурения и бурения винтовыми забойными двигателями, а сам процесс бурение будет производится в условиях крайнего севера, выбираем буровую установку БУ-3000-ЭУК-1 (Рис. 2.1). Данная буровая установка способна обеспечить высокую скорость проходки при бурении как роторным способом, так и при бурение винтовыми двигателями, а блочно-модульное исполнение обеспечивает достаточную мобильность, простоту и высокую скорость монтажно-демонтажных работ.

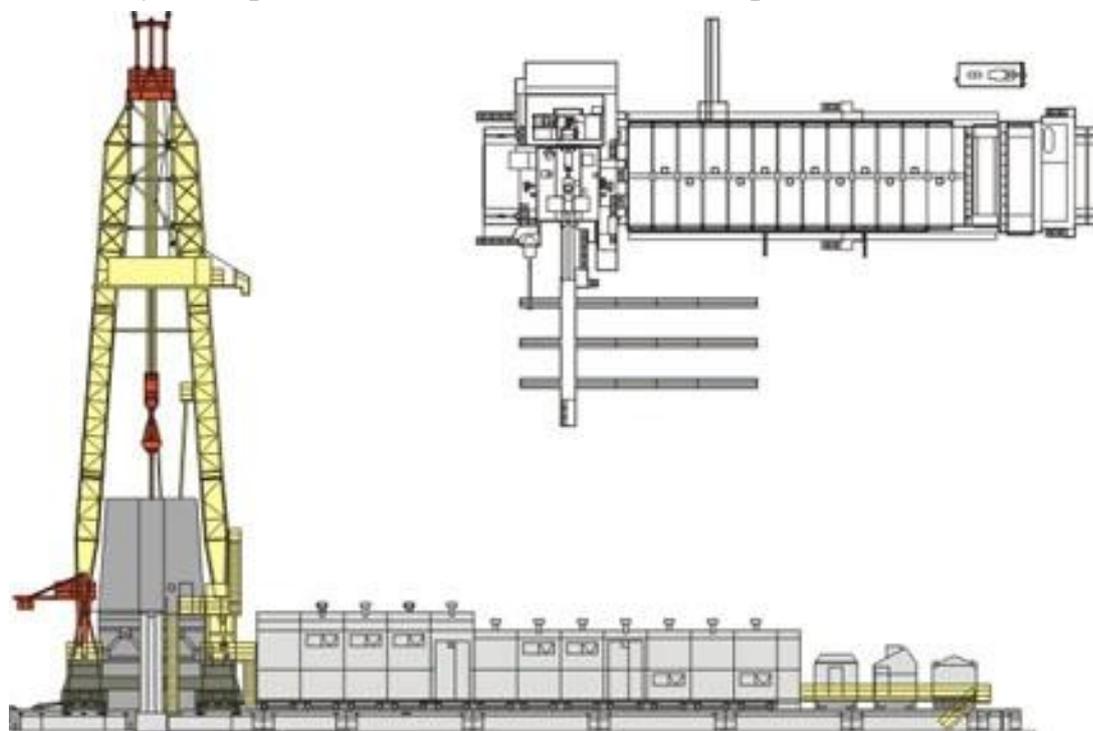


Рисунок 2.1 – Общий вид буровой установки 3000-ЭУК-1

Буровые установки 3000-ЭУК-1 с тиристорным приводом основных механизмов, в блочно-модульном исполнении предназначены для бурения

нефтяных и газовых разведочно-эксплуатационных скважин турбинным и роторным способами в электрифицированных и не электрифицированных районах при температуре окружающего воздуха от минус 45°С до плюс 40°С.

Питание буровой установки 3000-ЭУК-1 осуществляется от промышленной электросети переменного тока напряжением 6000 В, частотой 50 Гц.

Таблица 2.7 – Технические характеристики 3000-ЭУК-1

Допускаемая нагрузка на крюке, тс (кН)	225(2250)
Условная глубина бурения, м	3000
Максимальная глубина бурения, м	3300
Длина бурильной свечи, м	24
Тип привода:	электрический постоянного тока, индивидуальный, тиристорный от промышленных электросетей
Вышка	
Тип	А - образная, секционная, трубчатая, с четырехгранным сечением ног, со встроенными маршевыми лестницами.
Полезная высота вышки, м	43
Механизм подъема вышки	встроенный
Основание	
Тип	блочное, разборное
отметка стола ротора, м	7,5
Талевая система	
Диаметр талевого каната, мм	38
Наибольшая оснастка талевой системы	5х6
Циркуляционная система	
Общий полезный объем, м ³	150
Количество ступеней очистки	4

2.4.1 Буровой насос и параметры подачи

Руководствуясь проведенными выше расчетами, рекомендациями [5] и имеющимся на вооружение компаний оборудования [1], выбираем насос типа НБТ-600-1 (Рис. 2.2).

Буровой трехпоршневой насос одностороннего действия НБТ-600 предназначен для нагнетания промывочных буровых растворов в скважину при геологоразведочном и эксплуатационном бурении, возможно его применение для перекачки неагрессивных жидкостей и других технологических операций, требующих высокого давления. Оптимальные

режимы бурения обеспечиваются установкой сменных цилиндрических втулок и поршней одного из типоразмеров и регулированием числа двойных ходов поршней насоса.

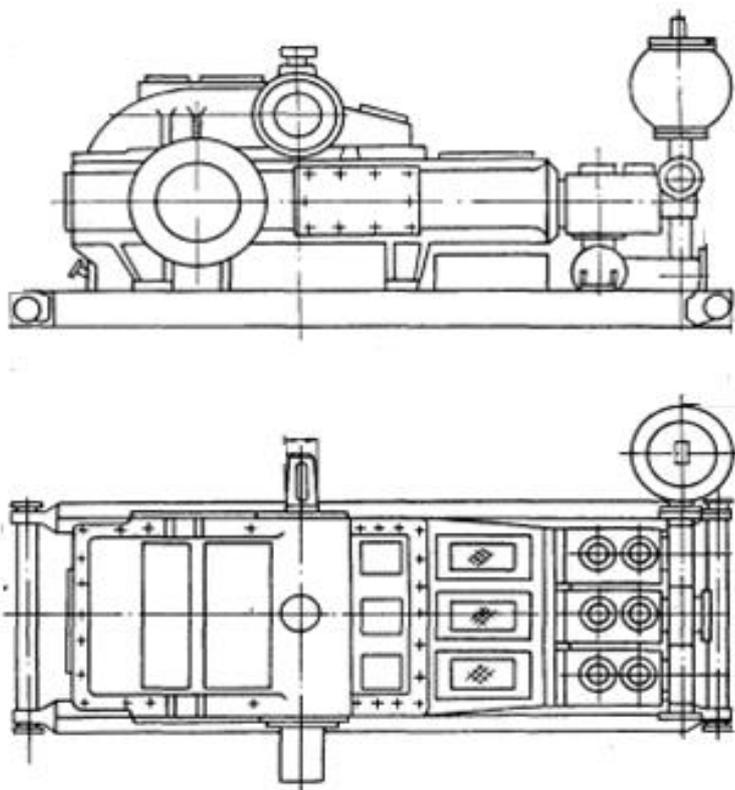


Рисунок 2.2 – Буровой насос НБТ-600-1

Таблица 2.8 – Технические характеристики НБТ-600-1

Наименования	Значения
Мощность, кВт	600
Число цилиндров	3
Наибольшая идеальная подачи ,л/с	45,5
Предельное давление , МПа	25
Продолжение таблицы –2.8	
Число ходов поршней в минуту	145
Длина хода поршня, мм	250
Тип пневмокомпенсатора на входе и выходе	сферический, диафрагменный
Тип предохранительного клапана	гвоздевой или диафрагменный
Тип клиноременной передачи по ГОСТ 1284.1-80	Е(Д)
Диаметр шкива, мм	1120
Число ремней	16

Продолжение таблицы 2.9

Габариты, мм:	
длина	4560
ширина	1768
высота	2180
Масса, кг	14500

Таблица 2.10 – Характеристики подачи насоса

Диаметр поршня, мм	Предельное давление на выходе из насоса, МПа (кгс/см ²)	Идеальная подача при номинальной частоте ходов поршня, л/с
180	11.2 (112)	45,57
170	12.6 (126)	40,55
160	14,2 (142)	35,80
150	16,1 (161)	31,34
140	18,6(186)	26,14
130	21.7 (217)	23,21
120	25,0 (250)	19,54

2.4.2 Выбор источника энергии

Буровая установка БУ–3000ЭУК–1 работает от промышленной сети с напряжением 6000В. Так же в комплекте бурового и вспомогательного оборудования имеется дизельная электростанция, на случай внештатных и аварийных ситуаций. Наиболее часто на подобных объектах используют электростанцию АД200 (Рис. 2.3).

Дизельные электростанции серии АД200 (АД-200) предназначены для получения трехфазного электрического тока напряжением 400 В. В качестве основных источников электроснабжения электростанции ДГУ-200 применяются для автономных объектов (удалённые населённые пункты, фермерские хозяйства, вахтовые посёлки, буровые установки и т.п.). На дизельэлектростанции установлена система управления электрогенератором предназначенная для запуска дизельного электрогенератора вручную. Дизельный агрегат с ручным запуском должен работать в постоянном присутствии оператора ДГУ.

В качестве резервных источников электроснабжения дизель-электростанции могут применяться на объектах, требующих повышенной надёжности энергообеспечения (школы, учреждения здравоохранения, банки, гостиницы, спортивные сооружения и т.п.). Автоматизированные установки ДГУ оборудованы автоматикой, запускающей генераторные установки при пропадании основного питания. Дизель-генераторные установки, оборудованные по 2-й степени автоматизации, могут работать без присутствия оператора.

2.4.3 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

При выборе двигателя прежде всего определяется его оптимальный наружный диаметр D из соотношения $D = (0,84 - 0,92) D_c$.

Так же, принимаем во внимание полученный расход промывочной жидкости и частоту вращения по интервалам, опыт работ на соседних участках и рекомендаций [2].

1. Интервал (2636-2686 м)

Учитывая рекомендаций по бурению в продуктивном пласте с отбором керна, ранее было принято решение о бурение в этом интервале роторным способом. [5]

2. Интервал (950–2636 м)

Оптимальным для этого интервала будет винтовой забойный двигатель ДУ-195, так как данный винтовой двигатель обеспечивает 90 – 115 об/мин при подачи бурового раствора 25 – 55 л/с, что удовлетворяет расчетным данным на этом интервале.

Таблица 2.4 – Технические характеристики ДУ-195

Диаметр корпуса наружный, мм	195
Длина, мм:	
двигателя без клапана	6600
шпинделя до искривления	3245
активной части статора	1800
Расход бурового раствора, л/с	25-55
Момент силы на выходном валу, кН·м	
на тормозном режиме	7,6-10,0
на рабочем максимальном	5,2-7,0
Частота вращения выходного вала, об/мин	

Продолжение таблицы 2.4

на режиме холостого хода	115-150
на рабочем режиме	90-115
Перепад давлений, МПа	
на режиме холостого хода	1,2-1,8
на рабочем режиме	4,3-6,7
на тормозном режиме	7,3-10,0
Допустимая осевая нагрузка, кН, не более	250
Масса, кг	117

2. Интервал (50 –950)

Оптимальным для этого интервала будет винтовой забойный двигатель Д₁-240, так как данный винтовой двигатель обеспечивает 75 – 135 об/мин при

подачи бурового раствора 30 – 60 л/с, что удовлетворяет расчетным данным на этом интервале.

Таблица 2.5 – Технические характеристики ВЗД D₁ - 240

Диаметр корпуса наружный, мм	240
Длина, мм:	
- двигателя без клапана	6930
- шпинделя до искривления	-
- активной части статора	3000
Присоединительные резьбы по ГОСТ 5286:	
- к долоту	3-152
- к бурильным трубам	3-171
Расход бурового раствора, л/с	30-60
Момент силы на выходном валу, кН·м	
- на тормозном режиме	12,0-18,0
- на рабочем максимальном	10,0-14,0
Частота вращения выходного вала, с ⁻¹	
- на режиме холостого хода	90-150
- на рабочем режиме	75-135
Перепад давлений, МПа	
- на режиме холостого хода	1,5-3,0
- на рабочем режиме	6,0-8,0
- на тормозном режиме	8,0-12,0
Допустимая осевая нагрузка, кН, не более	250
Масса, кг	1560

2.4.4 Выбор бурильных и ведущих труб

Бурильные трубы предназначены для спуска в скважину и подъема породоразрушающего инструмента, передачи вращения долоту, подвода бурового раствора к забойному двигателю и долоту, восприятия реактивного момента забойного двигателя, создания осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент и проведения вспомогательных работ.

Опираясь на опыт работ в данном регионе применим буровые трубы диаметром 127 мм (с резьбовым соединением 3-133). Данный тип труб должен обеспечить достаточную прочность колонны БТ, а благодаря тому, что свечи собираются из двух труб и суммарно составляют 22 м, уменьшается количество операций при СПО. Высадка наружу необходима для того чтобы

трубы оставались гладкоствольными внутри, что необходимо для обеспечения меньших гидродинамических потерь при прохождении бурового раствора. Меньшие гидродинамические потери благоприятно сказываются на показателях турбинного бурения, обеспечивают бесперебойную работу винтовых забойных двигателей и высокую скорость проходки.

Таблица 2.12 ТБПК 127

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина трубы, м	Вес 1 метра кг
127	9,19	Е	11	31,98

Ведущие бурильные трубы предназначены для передачи вращения колонне бурильных труб от ротора, восприятия реактивного момента от забойного двигателя, подачи в скважину бурового раствора. В верхней части через левую резьбу (для предотвращения самопроизвольного развинчивания) они соединяются с вертлюгом, а в нижней с шаровым краном (для ликвидации проявлений через колонну бурильных труб).[1]

В качестве ведущей трубы применяем ВБТ-140К так как она способна обеспечить необходимую начальную осевую нагрузку, в последствии успешно передавать крутящий момент от ротора к колонне БТ, а также воспринимать реактивный момент при роторном бурении.

Таблица 2.13 – Характеристики ВБТ-108К

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр	Марка прочности материала	Тип замкового соединения	Длина труб, м
ВБТ-140	140x140	Д	З-152x147	16,5

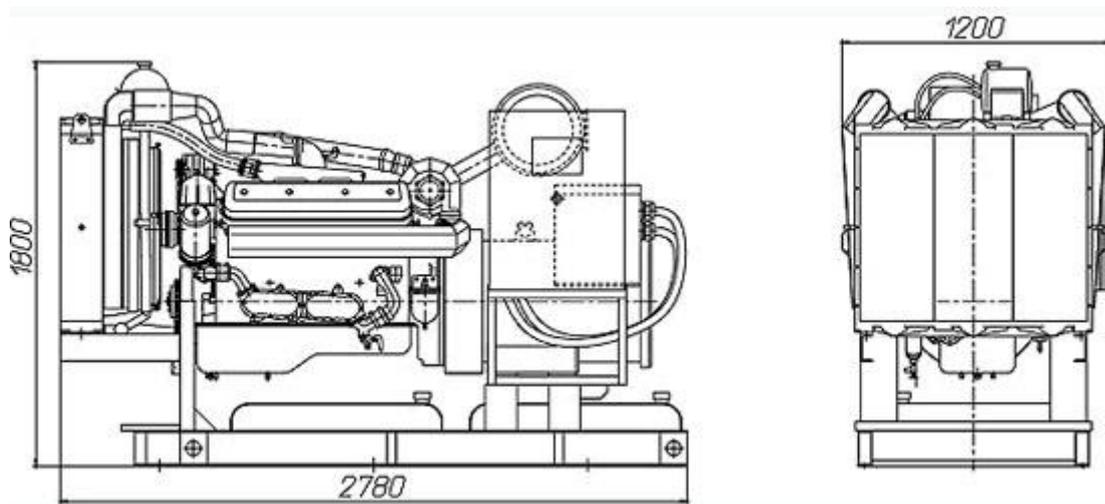


Рисунок 2.3 – Общий вид ДЭС АД200

Таблица 2.11 – Основные технические характеристики АД200

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность (длительная), кВт/кВА	200/250
Максимальная часовая мощность, кВт/кВА	220/275
Род тока	переменный трехфазный
Продолжение таблицы – 2.11	
Номинальное напряжение, В	400
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный коэффициент мощности	0,8
Номинальный ток, А	360
Частота вращения вала двигателя, мин-1	1500
Заправочные емкости, л:	
Система топливопитания	400
Система охлаждения (радиатор и двигатель)	60
Продолжение таблицы 2.8	
Система смазки	32
Расход топлива при 100 % нагрузки, л	55,7
Удельный расход масла, % от расхода топлива	0,2
Минимальная температура запуска без подогрева, °С	-10
Масса сухого электроагрегата, кг	2760
Ресурс до капитального ремонта, м.ч	10 000

2.5 Расчет обсадных колонн

Определяем максимальное внутреннее давление на кондуктора после закрытия устья [3].

$$P_{BZ} = P_{пл} - \rho_{пл} \times q \times (L - Z) \quad (2.6)$$

Где, $P_{пл}$ – пластовое давление, Па; $\rho_{пл}$ – плотность флюида, кг/м³;
 q – ускорение свободного падения; L – глубина продуктивного пласта

$$P_{BZ} = 27070000 - 692 \times 9,81 \times (950 - 2636) = 15624555,28 \text{ Па.} \\ = 15,62 \text{ МПа.}$$

Определяем давление на устье, при давлении на устье равному нулю.

$$P_{BZ.0} = P_{пл} - \rho_{пл} \times q \times Z \quad (2.7)$$

$$P_{BZ} = 27070000 - 692 \times 9.81 \times 2636 = 9175461.28 \text{ Па.} = 91,75 \text{ МПа.}$$

Определяем максимальное внутреннее давление на колонну, давлением столба бурового раствора, на котором будет осуществляться бурение последующей обсадной колонны.

$$P_{ВН} = \rho_{бр} \times g \times H + P_{из.т} + \Delta P \quad (2.8)$$

Где:

$\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора;

g – ускорение свободного падения;

H – глубина кондуктра;

$P_{из.т}$

– разность между фактическими и проекными пластовым давлением;

ΔP – необходимое привышение забоного давления.

$$P_{ВН} = 692 \times 9,81 \times 950 + 4448000 + 2000000 = 12897094 \text{ Па.} = 12,9 \text{ МПа.}$$

Рассчитываем суммарное давление для кондуктора.

$$P_{\Sigma} = P_{BZ} + P_{BZ.0} + P_{ВН}, \quad (2.9)$$

$$P_{\Sigma} = 9175461.28 + 12897094 + 15624555,28 = 29439210, \text{ Па.}$$

$$= 29,44 \text{ Мпа.}$$

Из полученных расчетов видно, что внутреннее давление обсадной колонны больше пластового давления из чего следует, что ГНВП не произойдет.

Расчет наружного давления обсадной колонны.

$$P_H = (\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{пж}}) \times g \times h + \rho_3 \times (z - h), \quad (2.10)$$

Где, $\rho_{\text{п}}$ – плотность горных пород;

$\rho_{\text{пж}}$ – плотность промывочной жидкости;

g – ускорение свободного падения;

ρ_3 – плотность жидкости затворения;

h – высоты подъема цементного раствора от устья скважины.

$$P_{H1} = (2400 - 1070) \times 9,81 \times 800 = 10437840 \text{ Па} = 10,44 \text{ МПа,}$$

$$P_{H2} = (2400 - 1070) \times 9,81 \times 800 + 1100 \times (950 - 800) = 10602840 \text{ Па} = 10,60 \text{ Мпа.}$$

2.5.1 Спуск и крепление обсадной колонны

При спуске обсадных колонн используем следующие приспособления для оснащения их низа:

– башмачная направляющая пробка, которая служит направлением при спуске

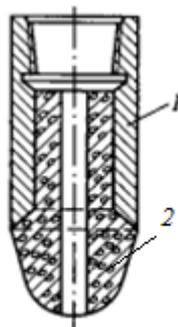


Рисунок 2.4 – Башмачная направляющая пробка:

1 – Башмак, 2 – цементная пробка

Пробка подбирается для каждого интервала исходя из диаметра обсадной колонны и типа резьбы. Обратный клапан, который предотвращает samozapолнение обсадной колонны буровым раствором при спуске в скважину, что в конечном счете уменьшает нагрузку на вышку; препятствует обратному перетоку цементного раствора в скважину, из кольцевого пространства в обсадную колонну. Применяем тарельчатый клапан (Рис. 2.6). Нельзя забывать совершать, долив буровым раствором обсадной колонны, так как она спускается порожней. Это делается, чтобы наружное давление не достигло критической отметки, угрожающей или смятию колонны, или прорыву обратного клапана.

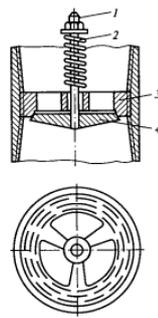


Рисунок 2.5– Тарельчатый клапан

1 – стержень; 2 – пружина; 3 – седло клапана; 4 – тарелка

– упорное кольцо устанавливается для четкого фиксирования окончания процесса цементирования над обратным клапаном.

– центраторы служат для равномерного заполнения кольцевого пространства тампонажным раствором (Рис. 2.6). Выбираются по наружному диаметру обсадной колонны.

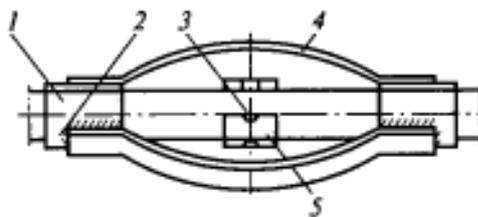


Рисунок 2.6 – Центрирующий фонарь:

1 – обсадная труба; 2 – кольцо; 3- отверстия для сварки;

4 – планки; 5 – упорное кольцо

Подготовка обсадных труб:

– за 2 дня до спуска обсадной колонны обсадные трубы доставляются на буровую (погрузка и разгрузка производится автокраном типа “Ульяновец”);

– проводится осмотр обсадных труб на предмет брака и непригодности, производится замер каждой трубы рулеткой, на каждой трубе мелом наносится порядковый номер спуска её в скважину (на случай наличия некачественных труб необходимо иметь запасные из расчета 20 м на каждые 1000 м колонны);

Элементы оснастки низа обсадной колонны доставляются отдельно на буровую

Подготовка вышки и бурового оборудования:

– перед началом спуска тщательно проверяют состояние вышки и бурового оборудования – все неисправности и дефекты немедленно устраняются;

– особое внимание уделяют состоянию талевой системы, состоянию насосов, а также состоянию лебедки и привода

Подготовка скважины к спуску обсадной колонны:

– к началу спуска должны быть закончены все исследовательские и измерительные работы;

– проводят первую промывку скважины с четкой регулировкой параметров бурового раствора и доведения их до требуемых;

– скважина шаблонируется (на бурильной колонне спускается компоновка из бурильной трубы и воронки и проверяется, чтобы спуск прошел до забоя без посадок).

– после шаблонирования скважину промывают с длительностью промывки 1 – 2 цикла циркуляции.

– в процессе подготовки скважины к спуску на буровой подготавливают запасное оборудование и материалы (элеваторы, клинья, шарнирные ключи, смазка и т.д.);

Спуск обсадной колонны в скважину:

Спуск проводится в один прием в виде одной сплошной секции обсадных труб. За организацией работы на буровой и распределением обязанностей среди членов бригады следит мастер (иногда бурильщик), который также руководит процессом спуска.

Цементирование скважины:

Применяется одноступенчатое цементирование скважины утяжеленным тампонажным раствором. После того, как обсадная колонна спущена, скважину подготавливают к цементированию, промывая ей после спуска обсадной колонны труб. Для этого на спущенную колонну труб навинчивают цементировочную головку и приступают к промывке.

После того, как скважина промыта, а вся арматура опрессована приступаем к приготовлению, и закачиваем цементного раствора в скважину по методу «Двух пробок». Данный способ обеспечивает качественное цементирование, что непосредственно влияет на качество цементного камня, а, следовательно, на долговечность службы скважины. Данный способ выбран исходя из опыта работ на близлежащих участках и исходя из рекомендаций [1], [2], [3].

2.5.2 Расчет усилия натяжения обсадной колонны

Один из способов предупреждения негативных последствий перераспределения нагрузок в обсадной колонне – предварительное

натяжение верхней части колонны. Значение усилия натяжения должно быть заранее определено с учетом прогнозируемого изменения условий в скважине [3].

Минимальное значение усилий рассчитывается по формуле:

$$P_H = P + aEF\Delta t \times 10^{-7} + 0,31pd^2 \times 10^{-3} - 0655l(D^2P_H - d^2p_2) \times 10^{-2} \quad (2.11)$$

Где: P – вес зацементированной части колонны;

a – коэффициент линейного расширения стали, $a = 1,2 \cdot 10^{-5}$

F – средневзвешенная площадь поперечного сечения;

Δt – средняя температура нагрева (охлаждения) в рассматриваемой части колонны;

p – внутреннее давление в колонне при эксплуатации или при нагнетании, Мпа.

D и d – соответственно наружный и внутренний диаметр колонны, м;

P_H и P_B

– плотность жидкости за колонной и в нутри период эксплуататции

Определяем площадь сечения обсадной колонны, см².

$$F = \frac{\pi(D_H^2 - d_B^2)}{4}, \quad (2.12)$$

$$F = \frac{3,14 \times (16,8^2 - 14,9^2)}{4} = 47,28 \text{ см}^2.$$

Определяем среднюю температура нагрева в рассматриваемой части колонны, град.

$$\Delta t = \frac{(t_3 - t_1) + (t_4 - t_2)}{2}, \quad (2.13)$$

Где: t_1, t_2 – первоначальная температура у верхнего и нижнего концов обсадной колонны, С⁰,

t_3, t_4 – температура в тех же точках при эксплуататции, С⁰.

$$\Delta t = \frac{(65 - 25) + (96 - 81)}{2} = 27,5 \text{ С}^0.$$

Рассчитываем номинальное усилие натяжения, кН

$$P_H = 682,4 + 1,2 \times 10^{11} \times 2,1 \times 10^{11} \times 47,28 \times 10^{-4} \times 27,5 \times 10^{-3} + 0,31 \times 12,9 \times 18,94^2 \times 10^{-4} \times 10^3 - 0,655 \times 2636 \times (16,8^2 \times 1420 - 18,94^2 \times 692) \times 10^{-3} = 732,3 \text{ кН.}$$

Делаем проверку на прочность при растяжении обсадной колонны.

$$k_p = \frac{P_P}{P_H} > 1,3 \quad (2.14)$$

$$k_p = \frac{1569}{732,3} = 2,1 > 1,3$$

По данным расчетам получаем достаточный расчет прочности обсадной колонны на растяжении.

2.6 Расчет процессов цементирования скважины

2.6.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Технология цементирования обсадных колонн определяется их типоразмером, конкретными геолого-техническими условиями проводки скважины, ее назначением, уровнем технической оснащенности, цементировочным оборудованием [3].

С учетом указанных условий предусматриваются следующие способы цементирования обсадных колонн.

Направление 323,7 мм цементируется прямым способом. Подъем цемента до устья.

Кондуктор 244,5 мм цементируется прямым способом. Подъем цемента до устья.

Эксплуатационная колонна 168 мм цементируется прямым способом. Цементирование производится в две ступени.

Перед цементированием обсадная колонна должна быть отцентрирована по отношению в вертикальной оси проходного отверстия ротора.

Оценку качества цементирования обсадных колонн предусматривается производить геофизическими методами и гидравлическим испытанием на герметичность обсадной колонны и затрубного пространства.

Геофизическим методом определяется высота подъема тампонажного раствора за колонной, степень заполнения затрубного пространства тампонажным материалом и характер контактных связей твердеющего материала с окружающей средой в затрубном пространстве.

Выбор тампонажного материала производится в соответствии с рекомендациями, приведенными в таблице. В общем случае основными факторами для выбора тампонажного материала являются температура в скважине, давление гидроразрыва пород, а также наличие нефтегазоносных и соленасыщенных пластов.

Для предотвращения поглощения тампонажного раствора предусматривается регулирование сроков схватывания таким образом, чтобы время цементирования составляло 75% от сроков начала схватывания.

2.6.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов

1. Расчет цементирования направления от 0 до 50 метров

Диаметра долота $D_d = 393.7$

Наружный диаметр обсадной колонны $d_n = 0,3237\text{м}$

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_n = 0,306\text{м}$

Удельный вес тампонажного раствора г/см^3 , $\gamma_{\text{ц}} = 1,8\text{к}$

Удельный вес промывочной жидкости г/см^3 , $\gamma_p = 1,2$

Водоцементное отношение $m = 0,5$

Высота подъема цементного раствора $H_{\text{ц}} = 50\text{м}$

Высота цементного стакана $h_{\text{ц.с.}} = 10\text{м}$

Коэффициент кавернозности $K_k = 1,3$

Коэффициент учитывающий потери цемента $K_{\text{ц}} = 1,05$

Коэффициент учитывающий потери воды $K_v = 1,1$

1. Определяем по формуле количество тампонажного раствора для цементирования осадной колонны:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 \times K_k \times ((D_d^2 - d_n^2) \times H_{\text{ц}} + d_n^2 \times h_{\text{ц.с.}}) \quad (2.15)$$

где k_k - коэффициент кавернозности;

D_d - диаметр скважины, м;

d - наружный диаметр обсадных труб, м;

h - высота цем.стакана оставляемого в скважине, м;

d_b - внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$H_{ц}$ - высота зацементированной зоны, м ;

Цементирование обсадной колонны.

$$V_{ц} = 0,785 \times 1,3((0,3937^2 - 0,3237^2) \times 50 + 0,306 \times 10) = 3,49 \text{ м}^3$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси

$$M_{тс} = K_{ц} \frac{\gamma_b \times \gamma_{цр} + \gamma_{цц}}{(\gamma_b + m)}, \text{ Т}, \quad (2.16)$$

где: $k_{ц}=1,05$ -коэффициент учитывающий потери цемента при погрузочно-разгрузочных работах

$m=0,5$ – соотношение вода: смесь

$\gamma_{ц}=1,85$ – плотность тампонажного раствора, т/м³

$$M_{тс} = 1,05 \times \frac{1 \times 1,85 \times 4,08}{(1+0,5)} = 5,28 \text{ Т}.$$

Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора

$$V_b = \frac{K_b \times M_{тс} \times m}{\gamma_b}, \quad (2.17)$$

где $k_b=1,1$ – коэффициент, учитывающий потери воды при выполнении операций цементирования

$$V_b = \frac{1,1 \times 5,28 \times 0,5}{2} = 2,9 \text{ м}^3$$

Определяем объем продавочной жидкости:

$$V_{прод} = 0,785 \times K_b \times d_b^2 \times (H_{ц} - h_{цс}), \quad (2.18)$$

$$V_{прод} = 0,785 \times 1,1 \times 0,306^2 \times (50 - 10) = 3,2 \text{ м}^3$$

Гидравлический расчет

Для благоприятного цементирования должны выполнять следующие условия:

$$P_1 \leq [P_2] \quad (1), \quad P_2 \leq [P_2] \quad (2), \quad P_3 \leq [P_3]$$

(3)

Где $P_1, [P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 426*50 $[P_1] = 5$ МПа

$P_2, [P_2]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на насосах цементировочных агрегатов (для ЦА-320М $[P_2] = 32$ МПа)

$P_3, [P_3]$ - соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород ($[P_3] = 12$ МПа)

Давления на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}})(\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{р}})}{10^5} + P_{\text{тр}} + P_{\text{зтр}}, \quad (2.19)$$

Определяем гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продавочной жидкости.

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_{\text{р}} \times Q^2 \times l}{d_{\text{вс}}^5}, \quad (2.20)$$

где: $d_{\text{вс}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны;

Q^2 – подача насосов (в конечный момент продавливания $Q = Q_{\text{min}} = 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$)

Гидравлические сопротивления в момент окончания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа.

$$P_{\text{зтр}} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_{\text{ц}} Q^2 H_{\text{ц}}}{(D - d_{\text{ц}})^3 (D + d_{\text{н}})^2} \quad (2.21)$$

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1200 \times 0,003^2 \times 50}{0,306^2} = 5,82 \times 10^{-6} \text{ МПа},$$

$$P_{\text{зтр}} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1850 \times 0,003^2 \times 50}{(0,3937 - 0,3237)^3 \times (0,3937 - 0,3237)^2} = 1,32 \times 10^{-4} \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(50 - 10) \times (1850 - 1200)}{10^5} + 5,82 \times 10^{-6} + 1,32 \times 10^{-4} = 0,26 \text{ МПа}.$$

По данным расчетам можно сделать вывод, что $P_1 < [P_1]$ условия выполнены

Давления на цементировочном агрегате $P_2 \approx P_1$, следовательно условие $P_2 \leq [P_2]$ выполнено.

Определяем давление на забой в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{H_{ц} \gamma_{ц}}{10^5}, \quad (2.22)$$
$$P_3 = \frac{50 \times 1850}{10^5} = 0,925 \text{ МПа}$$

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве $V=0,5$ м/с) определяет по формуле:

$$Q = \frac{\pi}{4} \times (D^2 - d^2) \quad (2.23)$$

$$Q = 0.785 \times 0.5 \times (0.3937^2 - 0.3237^2) = 0.0197 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}$$

Подача при закачивании определяется из условий, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производится СМН $q_n = 11.5 \text{ л/с}$. тогда число СМН, одновременно затворяющих раствор определится по формуле:

$$n_c = \frac{M_{тс}}{M_c} \quad (2.24)$$

где M_c 20 т вместимость СМН (цементно-смесительных машин)

$$n_c \frac{5,2}{20} = 0,26$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному. Тогда подача насосов при заканчивании тампонажного раствора

$$Q_{ц} = q_n \times n_c \quad (2.25)$$
$$Q_{ц} = 11.5 \times 1 = 11.5 \text{ л/с}$$

Число цементировочных агрегатов определяется из условия их подачи при продавливании:

$$n_{ца} = \frac{Q + 1}{q_{IV}} \quad (2.26)$$

где q_{IV} – производительность цементного агрегата на 4-ой передачи
14,5 л/с

$$n_{ца} = \frac{23}{14,5} + 1 = 2,6$$

По полученным расчетам получаем 3 агрегата.

Рассчитываем продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_3 = \frac{V_{ц}}{60 \times Q} \quad (2.27)$$

$$t_3 = \frac{3,49}{60 \times 0,0192} = 2,59 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания:

$$t_{пр} = \frac{V_{пр}}{60 \times Q} \quad (2.28)$$

$$t_{пр} = \frac{3,23}{60 \times 0,023} = 2,34 \text{ мин.}$$

Общее время цементирование:

$$t_{ц} = t_3 \times t_{пр} + 1,5 \quad (2.29)$$

$$t_{ц} = 2,59 + 2,34 + 1,5 = 20,3 \text{ мин.}$$

Условия $t_{ц} \leq 0,75 t$ начало схватывания цемента от 1 часа до 2 часов.

Следовательно $20,3 \text{ мин} \leq 0,75 \times 80 \text{ мин}$ условия выполнены

2. Расчет цементирование кондуктора от 0 до 950 м.

Проектные данные:

Диаметр долота, $D_d = 295,3 \text{ м}$

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_n = 0,245,3 \text{ м}$

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{вн} = 0,2267 \text{ м}$

Удельный вес тампонажного раствора, г/см^3 , $\gamma_{ц} = 1,85$

Удельный вес промывочной жидкости, $\gamma_{бр} = 1.2$

Водоцементное отношение, $m=0.5$

Высота подъема цементного раствора, м, $H=950$

Высота цементного стакана, м, $h_{ст}=10$

Коэффициент потерь цемента, $k_{ц}=1.05$

Коэффициент кавернозности, $k=1,5$

Удельный вес воды, $\rho_{в}=1$ г/см³

1. Определяем по формуле (2.15) количество тампонажного раствора для цементирования осадной колонны:

$$V_{ц} = 0,785 \times K_{к} \times ((D_{д}^2 - d_{н}^2) \times H_{ц} + d_{в}^2 \times h_{цс})$$

где $k_{к}$ - коэффициент кавернозности

$D_{д}$ - диаметр скважины, м

$d_{н}$ - наружный диаметр обсадных труб, м

h - высота цем.стакана оставляемого в скважине, м

$d_{в}$ - внутренний диаметр обсадной колонны, м

$H_{ц}$ - высота зацементированной зоны, м

Цементирование обсадной колонны.

$$V_{ц} = 0,785 \times 1,3((0,2953^2 - 0,2453^2) \times 950 + 0,2333^2 \times 10) = 26,7 \text{ м}^3$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси по формуле (2.16)

$$M_{тс} = K_{ц} \frac{\gamma_{в} \times \gamma_{цр} + \gamma_{цс}}{(\gamma_{в} + m)}, \text{ Т,}$$

где: $k_{ц}=1,05$ -коэффициент, учитывающий потери цемента при погрузочно-разгрузочных работах

$m= 0,5$ – соотношение вода: смесь

$\gamma_{ц}=1,85$ – плотность тампонажного раствора, т/м³

$$M_{тс} = 1,05 \times \frac{1000 \times 18,5 \times 26,76}{(1+0,5)} = 34,65 \text{ Т.}$$

Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора формуле (2.17)

$$V_{в} = \frac{K_{в} \times M_{тс} \times m}{\gamma_{в}}$$

где $k_b=1,1$ – коэффициент, учитывающий потери воды при выполнении операций цементирования

$$V_B = \frac{1,1 \times 34,65 \times 0,5}{2} = 9,5 \text{ м}^3$$

Определяем по формуле (2.18) объем продавочной жидкости:

$$V_{\text{прод}} = 0,785 \times K_b \times d_b^2 \times (H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}}),$$

$$V_{\text{прод}} = 0,785 \times 1,1 \times 0,2276^2 \times (950 - 10) = 42,4 \text{ м}^3$$

Определяем объем буферной жидкости (исходя из условий обеспечения столба в затрубном пространстве высотой 150 м)

$$V_{\text{бж}} = 0,785 \times (D_d^2 - D_n^2) \times 150 \quad (2.30)$$

$$V_{\text{бж}} = 0,785 \times (0,2953^2 - 0,245^2) \times 150 = 3,2 \text{ м}^3$$

Гидравлический расчет

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия:

$$P_1 \leq [P_1] \quad (1), \quad P_2 \leq [P_2] \quad (2), \quad P_3 \leq [P_3] \quad (3).$$

где $P_1, [P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 245*320 [P_1] = 32 МПа

$P_2, [P_2]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на насосах цементировочных агрегатов (для ЦА-320М [P_2] = 32 МПа)

$P_3, [P_3]$ - соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород ([P_3] = 14МПа)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования определяем по формуле (2.19).

$$P_1 = \frac{(H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}})(\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{р}})}{10^5} + P_{\text{тр}} + P_{\text{зтр}},$$

Определяем по формуле (2.20) гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продавочной жидкости.

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_{\text{р}} \times Q^2 \times l}{d_{\text{вс}}^5},$$

где: $d_{\text{вс}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны;

Определяем по формуле (2.21) гидравлические сопротивления в момент окончания продажной жидкости в затрубном пространстве, МПа.

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_{ц} Q^2 H_{ц}}{(D - d_{ц})^3 (D + d_{н})^2},$$

Q^2 – подача насосов (в конечный момент продавливания $Q = Q_{min}$
 $= 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$)

$$P_{тр} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1200 \times 0,003^2 \times 50}{0,2267^2} = 0,3 \times 10^{-6} \text{ МПа},$$

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1850 \times 0,003^2 \times 950}{(0,2953 - 0,245)^3 \times (0,2953 - 0,245)^2} = 1,44 \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(950 - 10) \times (1850 - 1200)}{10^5} + 5,82 \times 10^{-6} + 1,32^{-4} = 6,43 \text{ МПа}.$$

Условия соблюдаются.

Давление на цементировочном агрегате: $P_2 > P_1$, следовательно условие также соблюдается.

Определяем давление на забой в конечный момент цементирования по формуле (2.22).

$$P_3 = \frac{H_{ц} \gamma_{ц}}{10^5},$$

$$P_3 = \frac{950 \times 1850}{10^5} = 17,5 \text{ МПа}$$

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве $V=0,5$ м/с) определяет по формуле (2.23)

$$Q = \frac{\pi}{4} \times (D^2 - d^2)$$

$$Q = 0,785 \times 0,5 \times (0,2953^2 - 0,2267^2) = 0,014 \text{ м}^3/\text{с}$$

Подача при закачивании определяется из условий, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производится СМН $q_{п} = 11,5 \text{ л/с}$. тогда число СМН, одновременно затворяющих раствор определится по формуле (2.24).

$$n_c = \frac{M_{\text{ТС}}}{M_c}$$

где M_c 20 т вместимость СМН (цементно-смесительных машин)

$$n_c \frac{34,65}{20} = 1,7$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному. Тогда подача насосов при заканчивании тампонажного раствора, по формуле (2.25).

$$Q_{\text{ц}} = q_n \times n_c$$

$$Q_{\text{ц}} = 11,5 \times 2 = 23 \text{ л/с}$$

Число цементируемых агрегатов определяется из условия их подачи при продавливании по формуле (2.26)

$$n_{\text{ца}} = \frac{Q + 1}{q_{IV}}$$

где q_{IV} – производительность цементного агрегата на 4-ой передачи 14,5 л/с

$$n_{\text{ца}} = \frac{23}{14,5} + 1 = 2,6$$

По полученным расчетам получаем 3 агрегата.

Рассчитываем продолжительность закачивания тампонажного раствора по формуле (2.27).

$$t_3 = \frac{V_{\text{ц}}}{60 \times Q}$$

$$t_3 = \frac{26,7}{60 \times 0,014} = 31,8 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания рассчитывается по формуле (2.28).

$$t_{\text{пр}} = \frac{V_{\text{пр}}}{60 \times Q}$$

$$t_{\text{пр}} = \frac{42,4}{60 \times 0,014} = 50,5 \text{ мин.}$$

Определяем по формуле (2.29) общее время цементирования:

$$t_{ц} = t_{з} \times t_{пр} + 1,5$$

$$t_{ц} = 31,8 + 50,5 + 1,5 = 83,8 \text{ мин.}$$

условие $t_{ц} \leq 0,75t$ начало схватывания цемента от 1 ч 20мин – 2 часов.

83,8 мин $\leq 0,75 \times 120 = 1 \text{ час } 30 \text{ мин}$, следовательно условие выполняется.

3. Расчет эксплуатационной колонны

Первая ступень от 2750 до 975 метров

Проектные данные:

Диаметр долота, $D_d = 0.2159 \text{ м}$

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_n = 0.168 \text{ м}$

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{вн} = 0.148 \text{ м}$

Удельный вес тампонажного раствора, г/см^3 , $\gamma_{т} = 1.85$

Удельный вес промывочной жидкости, г/см^3 , $\gamma_{пр} = 1.22$

Удельный вес жидкости затворения, г/см^3 , $\gamma_{з} = 1,0$

Водоцементное отношение, $m = 0.5$

Глубина спуска обсадной колонны, м, $H = 2747$

Глубина спуска УСЦС-168, м, $H = 1940$

Высота цементного стакана, м, $h_{ст} = 10$

Высота подъема цементного раствора, м $H = 975$

Коэффициент потерь цемента, $k_{ц} = 1.05$

Коэффициент кавернозности, $k = 1,15$

Коэффициент потерь воды, $K_v = 1,1$

Удельный вес воды, $\rho_v = 1 \text{ г/см}^3$

Определяем по формуле (2.15) количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$$V_{ц} = 0,785 \times K_k \times ((D_d^2 - d_n^2) \times H_{ц} + d_v^2 \times h_{цс})$$

где k_k - коэффициент кавернозности

D_d - диаметр скважины, м

d - наружный диаметр обсадных труб, м

h - высота цем.стакана оставляемого в скважине, м

d_v - внутренний диаметр обсадной колонны, м

$H_{ц}$ - высота зацементированной зоны, м

Цементирование обсадной колонны.

$$V_{ц} = 0,785 \times 1,3((0,2159^2 - 0,168^2) \times 1775 + 0,148^2 \times 10) = 33,5 \text{ м}^3$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси по формуле (2.16).

$$M_{тс} = K_{ц} \frac{\gamma_v \times \gamma_{цр} + \gamma_{цс}}{(\gamma_v + m)}, \text{ т,}$$

где: $k_{ц}=1,05$ -коэффициент, учитывающий потери цемента при погрузочно-разгрузочных работах

$m= 0,5$ – соотношение вода: смесь

$\gamma_{ц}=1,85$ – плотность тампонажного раствора, т/м³

$$M_{тс} = 1,05 \times \frac{1000 \times 18,5 \times 33,5}{(1+0,5)} = 43,3 \text{ т.}$$

Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора по формуле (2.17).

$$V_v = \frac{K_v \times M_{тс} \times m}{\gamma_v}$$

где $k_v=1,1$ – коэффициент, учитывающий потери воды при выполнении операций цементирования.

$$V_v = \frac{1,1 \times 43,3 \times 0,5}{2} = 12 \text{ м}^3$$

Определяем объем продажной жидкости по формуле (2.18).

$$V_{прод} = 0,785 \times K_v \times d_v^2 \times (H_{ц} - h_{цс}),$$

$$V_{прод} = 0,785 \times 1,1 \times 0,148^2 \times (1775 - 10) = 33,4 \text{ м}^3$$

Определяем по формуле (2.30) объем буферной жидкости (исходя из условий обеспечения столба в затрубном пространстве высотой 150 м)

$$V_{бж} = 0,785 \times (D_d^2 - D_n^2) \times 150$$

$$V_{бж} = 0,785 \times (0,2159^2 - 0,168^2) \times 150 = 2,2 \text{ м}^3$$

Гидравлический расчет

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия:

$$P_1 \leq [P_1] \quad (1), \quad P_2 \leq [P_2] \quad (2), \quad P_3 \leq [P_3] \quad (3)$$

где $P_1, [P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 245*320 [P_1] = 32 МПа

$P_2, [P_2]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на насосах цементировочных агрегатов (для ЦА-320М [P_2] = 32 МПа)

$P_3, [P_3]$ - соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород ($[P_3]$ = 14МПа)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования (2.19).

$$P_1 = \frac{(H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}})(\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{р}})}{10^5} + P_{\text{тр}} + P_{\text{зтр}},$$

Определяем по формуле (2.20) гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продажной жидкости.

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_{\text{р}} \times Q^2 \times l}{d_{\text{вс}}^5},$$

где: $d_{\text{вс}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны;

Гидравлические сопротивления в момент окончания продажной жидкости в затрубном пространстве, МПа, определяем по формуле (2.21).

$$P_{\text{зтр}} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_{\text{ц}} Q^2 H_{\text{ц}}}{(D - d_{\text{ц}})^3 (D + d_{\text{н}})^2}$$

Q^2 – подача насосов(в конечный момент продавливания $Q = Q_{\text{min}}$
= 0,003 м³/с)

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1200 \times 0,003^2 \times 1775}{0,148^5} = 0,037 \times 10^{-6} \text{ МПа},$$

$$P_{\text{зтр}} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1850 \times 0,003^2 \times 1775}{(0,2159 - 0,168)^3 \times (0,2159 - 0,168)^2} = 0,09 \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(1775 - 10) \times (1850 - 1200)}{10^5} + 5,82 \times 10^{-6} + 1,32 \times 10^{-4} = 12 \text{ МПа}.$$

Условия соблюдаются.

Давление на цементировочном агрегате: $P_2 > P_1$, следовательно условие также соблюдается.

Определяем по формуле (2.22) давление на забой в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{H_{ц} \gamma_{ц}}{10^5},$$
$$P_3 = \frac{1775 \times 1850}{10^5} = 32,8 \text{ МПа}$$

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве $V=0,5$ м/с) определяет по формуле (2.23)

$$Q = \frac{\pi}{4} \times (D^2 - d^2)$$
$$Q = 0.785 \times 1 \times (0.2159^2 - 0.168^2) = 0,014 \text{ м}^3/\text{с}$$

Подача при закачивании определяется из условий, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производится СМН $q_n = 11.5 \text{ л/с}$. тогда число СМН, одновременно затворяющих раствор определится по формуле (2.24).

$$n_c = \frac{M_{тс}}{M_c}$$

где M_c 20 т вместимость СМН (цементно-смесительных машин).

$$n_c \frac{43,3}{20} = 2,1$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному. Тогда подача насосов при заканчивании тампонажного раствора по формуле (2.25).

$$Q_{ц} = q_n \times n_c$$
$$Q_{ц} = 11.5 \times 2 = 23 \text{ л/с}$$

Определяем по формуле (2.26) число цементировочных агрегатов определяется из условия их подачи при продавливании:

$$n_{ца} = \frac{Q + 1}{q_{IV}}$$

где q_{IV} – производительность цементного агрегата на 4-ой передачи
14,5 л/с

$$n_{ца} = \frac{18,5}{14,5} + 1 = 2,7$$

По полученным расчетам получаем 3 агрегата.

Рассчитываем продолжительность закачивания тампонажного раствора по формуле (2.27)

$$t_3 = \frac{V_{ц}}{60 \times Q}$$
$$t_3 = \frac{18,5}{60 \times 0,014} = 22 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания по формуле (2.28)

$$t_{пр} = \frac{V_{пр}}{60 \times Q}$$
$$t_{пр} = \frac{18,2}{60 \times 0,014} = 21,6 \text{ мин.}$$

Общее время цементирования определяем по формуле (2.29).

$$t_{ц} = t_3 \times t_{пр} + 1,5$$
$$t_{ц} = 22 + 21,6 + 1,5 = 45,1 \text{ мин.}$$

условие $t_{ц} \leq 0,75t$ начало схватывания цемента от 1 ч 20мин – 2 часов.
83,8 мин $\leq 0,75 \times 120 = 1 \text{ час } 30 \text{ мин}$, следовательно условие выполняется.

Вторая ступень от 1775-975 метров

Проектные данные:

Диаметр долота, $D_d = 0,2159 \text{ м}$

Наружный диаметр обсадной колонны, $d_n = 0,168 \text{ м}$

Внутренний диаметр обсадной колонны, $d_{вн} = 0,148 \text{ м}$

Удельный вес тампонажного раствора, г/см^3 , $\gamma_u = 1,85$

Удельный вес промывочной жидкости, г/см^3 , $\gamma_{оп} = 1,05$

Удельный вес жидкости затворения, г/см^3 , $\gamma_с = 1,0$

Водоцементное отношение, $m=0.5$

Глубина спуска обсадной колонны, м, $H=2747$

Глубина спуска УСЦС-168, м, $H=1940$

Высота цементного стакана, м, $h_{ст}=10$

Высота подъема цементного раствора, м $H=975$

Коэффициент потерь цемента, $k_{ц}=1.05$

Коэффициент кавернозности, $k=1,15$

Коэффициент потерь воды, $K_{в}=1,1$

Удельный вес воды, $\rho_{в}=1 \text{ г/см}^3$

Определяем по формуле (2.15) количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны.

$$V_{ц} = 0,785 \times K_{к} \times ((D_{д}^2 - d_{н}^2) \times H_{ц} + d_{в}^2 \times h_{цс})$$

где $k_{к}$ - коэффициент кавернозности

$D_{д}$ - диаметр скважины, м

d - наружный диаметр обсадных труб, м

h - высота цем.стакана оставляемого в скважине, м

$d_{в}$ - внутренний диаметр обсадной колонны, м

$H_{ц}$ - высота зацементированной зоны, м

Цементирование обсадной колонны.

$$V_{ц} = 0,785 \times 1,3((0,2159^2 - 0,168^2) \times 975 + 0,148^2 \times 10) = 18,5 \text{ м}^3$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси по формуле (2.16).

$$M_{тс} = K_{ц} \frac{\gamma_{в} \times \gamma_{цр} + \gamma_{цс}}{(\gamma_{в} + m)}, \text{ т,}$$

где: $k_{ц}=1,05$ -коэффициент учитывающий потери цемента при погрузочно-разгрузочных работах

$m=0,5$ – соотношение вода : смесь

$\gamma_{ц}=1,85$ – плотность тампонажного раствора, т/м^3

$$M_{тс} = 1,05 \times \frac{1000 \times 18,5 \times 18,5}{(1+0,5)} = 24,35 \text{ т.}$$

Определяем количество жидкости для затворения тампонажного раствора по формуле (2.17).

$$V_B = \frac{K_B \times M_{TC} \times m}{\gamma_B}$$

где $k_B=1,1$ – коэффициент, учитывающий потери воды при выполнении операций цементирования

$$V_B = \frac{1,1 \times 24,8 \times 0,5}{2} = 6,7 \text{ м}^3$$

Определяем объем продавочной жидкости по формуле (2.18).

$$V_{\text{прод}} = 0,785 \times K_B \times d_B^2 \times (H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}}),$$

$$V_{\text{прод}} = 0,785 \times 1,1 \times 0,148^2 \times (975 - 10) = 18,2 \text{ м}^3$$

Определяем по формуле (2.30) объем буферной жидкости (исходя из условий обеспечения столба в затрубном пространстве высотой 150 м)

$$V_{\text{бж}} = 0,785 \times (D_{\text{д}}^2 - D_{\text{н}}^2) \times 150$$

$$V_{\text{бж}} = 0,785 \times (0,2159^2 - 0,168^2) \times 150 = 2,2 \text{ м}^3$$

Гидравлический расчет

Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия:

$$P_1 \leq [P_1] \quad (1), \quad P_2 \leq [P_2] \quad (2), \quad P_3 \leq [P_3] \quad (3)$$

где $P_1, [P_1]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке ГУЦ 245*320 [P_1] = 32 МПа

$P_2, [P_2]$ - соответственно расчетное и допустимое давления на насосах цементировочных агрегатов (для ЦА-320М [P_2] = 32 МПа)

$P_3, [P_3]$ - соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород ($[P_3]$ = 14МПа)

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования определяем по формуле (2.19)

$$P_1 = \frac{(H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}})(\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{р}})}{10^5} + P_{\text{тр}} + P_{\text{зтр}},$$

Определяем гидравлическое сопротивление в момент окончания прокачки продавочной жидкости по формуле (2.20).

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_p \times Q^2 \times l}{d_{\text{вс}}^5},$$

где: $d_{\text{вс}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны;

Гидравлические сопротивления в момент окончания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа, определяем по формуле (2.21).

$$P_{\text{зтр}} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \gamma_{\text{ц}} Q^2 H_{\text{ц}}}{(D - d_{\text{ц}})^3 (D + d_{\text{н}})^2}$$

Q^2 – подача насосов (в конечный момент продавливания $Q = Q_{\text{min}}$
 $= 0,003 \text{ м}^3/\text{с}$)

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1200 \times 0,003^2 \times 975}{0,148^2} = 13,5 \times 10^{-6} \text{ МПа},$$

$$P_{\text{зтр}} = \frac{0,289 \times 10^{-7} \times 1850 \times 0,003^2 \times 975}{(0,2159 - 0,168)^3 \times (0,21593 - 0,168)^2} = 1,9 \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(975 - 10) \times (1850 - 1200)}{10^5} + 5,82 \times 10^{-6} + 1,32 \times 10^{-4} = 6,6 \text{ МПа}.$$

Условия соблюдаются.

Давление на цементировочном агрегате: $P_2 > P_1$, следовательно условие также соблюдается.

Определяем давление по формуле (2.22) на забой в конечный момент цементирования

$$P_3 = \frac{H_{\text{ц}} \gamma_{\text{ц}}}{10^5},$$

$$P_3 = \frac{975 \times 1850}{10^5} = 18 \text{ МПа}$$

Подача насосов при продавливании тампонажного раствора (для обеспечения скорости восходящего потока в кольцевом пространстве $V=0,5$ м/с) определяет по формуле (2.23).

$$Q = \frac{\pi}{4} \times (D^2 - d^2)$$

$$Q = 0,785 \times 0,5 \times (0,2159^2 - 0,168^2) = 0,072 \text{ м}^3/\text{с}$$

Подача при закачивании определяется из условий, что при затворении смеси плотностью 1850 кг/м^3 производится СМН $q_n = 11.5 \text{ л/с}$. тогда число СМН, одновременно затворяющих раствор определится по формуле (2.24).

$$n_c = \frac{M_{\text{ТС}}}{M_c}$$

где M_c 20 т вместимость СМН (цементно-смесительных машин)

$$n_c \frac{24,35}{20} = 1,2$$

Таким образом определяем по формуле (2.25), число цементно-смесительных машин принимается равным одному. Тогда подача насосов при заканчивании тампонажного раствора

$$Q_{\text{ц}} = q_n \times n_c$$

$$Q_{\text{ц}} = 11.5 \times 2 = 23 \text{ л/с}$$

Число цементировочных агрегатов определяется из условия их подачи при продавливании определяем по формуле (2.26).

$$n_{\text{ца}} = \frac{Q + 1}{q_{IV}}$$

где q_{IV} – производительность цементного агрегата на 4-ой передачи 14,5 л/с

$$n_{\text{ца}} = \frac{18,5}{14,5} + 1 = 2,7$$

По полученным расчетам получаем 3 агрегата.

Рассчитываем продолжительность закачивания тампонажного раствора по формуле (2.27).

$$t_3 = \frac{V_{\text{ц}}}{60 \times Q}$$

$$t_3 = \frac{18,5}{60 \times 0.014} = 22 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания определяем по формуле (2.28)

$$t_{\text{пр}} = \frac{V_{\text{пр}}}{60 \times Q}$$

$$t_{\text{пр}} = \frac{18,2}{60 \times 0,014} = 21,6 \text{ мин.}$$

Общее время цементирования по формуле (2.29).

$$t_{\text{ц}} = t_3 \times t_{\text{пр}} + 1,5$$

$$t_{\text{ц}} = 22 + 21,6 + 1,5 = 45,1 \text{ мин.}$$

условие $t_{\text{ц}} \leq 0,75t$ начало схватывания цемента от 1 ч 20мин – 2 часов.
 $83,8 \text{ мин} \leq 0,75 \cdot 120 = 1 \text{ час } 30 \text{ мин}$, следовательно условие выполняется.

2.7 Расчет параметров бурового раствора

В проекте тип раствора, его состав и такие параметры как фильтрация, СНС, содержание песка принимаются исходя из проектных данных компаний [1]. Расчет плотности раствора, ведется исходя из необходимости предотвращения газонефтеводопроявления.

Расчет плотности бурового раствора.

Согласно правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности оговорено, что гидростатическое давление в скважине при глубине больше 1200 м должно быть больше пластового на 5%. Отсюда требуемая плотность раствора ρ определяется по формуле:

$$\rho = \frac{1,05P_{\text{пл}}}{gH}, \text{ кг/м}^3 \quad (2.34)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²; H – глубина скважины по вертикали, м; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление = 27, 07 МПа [1].

$$\rho = \frac{1,05 \cdot 27070000}{9,81 \cdot 2750} = 1053,6 \text{ кг/м}^3$$

Расчет расхода бурового раствора:

В зависимости от количества подаваемого в скважину бурового раствора, он должен удовлетворять следующим требованиям:

- 1) выносить шлам на поверхность;
- 2) производить крепление стенок скважины

3) соответствия технической характеристике забойного двигателя и насосной группы.

Расход раствора Q_1 при котором обеспечивается отчистка забоя и вынос шлама на поверхность, ведется по формуле:

$$Q_1 = V_{кр} S_{max} + V_M S_{заб} \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p} \frac{M^3}{c}, \quad (2.35)$$

где $V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

V_M – механическая скорость бурения, м/с;

ρ_n – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

$S_{заб}$ – площадь забоя (по ПРИ), м²,

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м².

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

$S_{заб}$ – площадь забоя (по ПРИ), м²,

$$S_{max} = 0.785 \times (D_c^2 - d_{бт}^2), \text{ м}^2 \quad (2.36)$$

где $d_{бт}$ – минимальный диаметр бурильных труб, м.

$$D_c = K_k \times D_d \quad (2.37)$$

где K_k – коэффициент каверзности.

Критическая скорость проскальзывания $V_{кр} = 0,1 - 0,15$ м/с, большее значение берется для более крупного шлама, т.е. в мягких породах. Величина коэффициента каверзности может быть принята для условий Западной Сибири 1,3 – 1,4 в интервале до 1000 м, 1,2 – 1,5 при большей глубине.

Разность $\rho_{см} - \rho_p = 0,02$ г/см³ [2].

Максимальный расход раствора Q_2 , при котором не происходит, размыв стенок скважины, определяется по формуле:

$$Q_2 = S_{min} \times V_{кп.мах} c \text{ м}^3 \quad (2.38)$$

где $V_{\text{кп.мах}}$ – максимально допустимая скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, м/с, для условий Западной Сибири в интервале до 1000 м $V_{\text{кп.мах}} = 1,3$ м/с, а в нижележащих интервалах $V_{\text{кп.мах}} = 1,5$ м/с;

$S_{\text{мин}}$ – минимальная площадь кольцевого пространства, м².

Эта площадь рассчитывается в интервале нахождения забойного двигателя или БТ при роторном бурении. Диаметр скважины принимается с учетом коэффициента каверзости.

1. Интервал отбора керна (2636 до 2686 м)

$$D_c = 1.5 \times 0.2159 = 0.323 \text{ м,}$$

$$S_{\text{мах}} = 0.785(0.323^2 - 0.127^2) = 0.083 \text{ м}^3$$

$$Q = \frac{10 \cdot 3,14 \cdot (0,215^2 - 0,127^2) \cdot (2,2 - 1,05)}{60 \cdot 4 \cdot 0,02} = 24,7 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 1,5 \cdot 0,0198 = 0,0298 \text{ м}^3/\text{л} = 29,8 \text{ л/с}$$

Отбор керна является ответственной и весьма трудоемкой операцией, поэтому в проекте приведено обосновывание интервалов отбора и мероприятия по обеспечению высокого качества (представительности) керна материала. Произведен выбор и обоснование породоразрушающего инструмента (бурильной головки), кернаприемного устройства, спроектирован режим бурения, обеспечивающий максимальный вынос керна. Тип и качественные показатели применяемого бурового раствора должны быть такими, чтобы сократить до минимума отрицательное воздействие на продуктивный горизонт.

Частота оборотов по рекомендациям зарубежных фирм не должна превышать 100 об/мин, а максимальный расход бурового раствора должен находиться в пределах 10 – 25 л/с в зависимости от диаметра бурголовки. При бурении с отбором керна не рекомендуется производить расхаживание и наращивание инструмента.

Принимая во внимание рекомендаций по расходу промывочной жидкости при бурении с отбором керна и учитывая, что бурение будет вестись роторным способом, принимаем:

$$Q_I = 20 \text{ л/с}$$

2. Интервал (950 – 2636 м)

$$D_c = 1,4 \cdot 0,2159 = 0,302 \text{ м}$$

$$S_{max} = 0,785 (0,0302^2 - 0,127^2) = 0,0548 \text{ м}^2$$

$$S_{max} = 0,785(0,302 \setminus -0,0213) = 0,117 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,1 \cdot 0,117 \times \frac{15 \cdot 0,2953 \cdot 3,14 \cdot (1,6 - 1,05)}{60 \cdot 4 \cdot 0,02} = 0,021 \text{ м}^3/\text{с} = 21 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 1,5 \cdot 0,01988 = 0,031 \text{ м}^3/\text{с} = 31 \text{ л/с}$$

$$28 < Q_{II} < 31$$

3. Интервал (50 – 950 м)

$$D_c = 1,3 \cdot 0,2953 = 0,384 \text{ м},$$

$$S_{max} = 0,785(0,384^2 - 0,127^2) = 0,099 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,15 \cdot 0,052 \times \frac{25 \cdot 0,2953^2 \cdot 3,14 \cdot (1,6 - 1,05)}{60 \cdot 4 \cdot 0,02} = 0,039 \text{ м}^3/\text{с} = 39 \text{ л/с},$$

$$Q_2 = 1,3 \cdot 0,052 = 0,067 \text{ м}^3/\text{с} = 67,7 \text{ л/с},$$

$$34 < Q_{III} < 67,7$$

4. Интервал (0 – 50 м)

$$D_c = 1,3 \cdot 0,3937 = 0,512 \text{ м},$$

$$S_{max} = 0,785(0,512^2 - 0,146^2) = 0,189 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,15 \cdot 0,189 \times \frac{35 \cdot 0,3937^2 \cdot 3,14 \cdot (1,6 - 1,05)}{60 \cdot 4 \cdot 0,02} = 0,012 \text{ м}^3/\text{с} = 12 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 1,3 \cdot 0,104 = 0,136 \text{ л/с} = \text{л/с},$$

Таблица 2.6 – Оптимальный расход промывочной жидкости

Интервал бурения, м	Расход промывочной жидкости л/с
От 0 до 50 метров	12 л/с
От 50 до 950 метров	39 л/с
От 950 до 2600 метров	21 л/с
От 2600 до 2750 (отбор керна)	24 л/с

По проделанным расчетам и учитывая тот факт, что на буровой у нас имеется два насоса НБТ-600-1, в насосы будут установлены поршни диаметром 140 мм для того что бы получить подачу равную 26 л/с. Бурение первого интервала (0 – 960 м) будет вестись двумя насосами что обеспечит подачу в 52л/с, бурение основного ствола будет вестись на одном насосе, такой способ позволит уменьшить количество операций по замене поршня, с целью изменения подачи. Для бурения по продуктивному пласту, будет установлен поршень 120 мм для получения подачи 19,8 л/с \approx 20 л/с.

2.7.1 Обеспечение свойства очистного агента, очистка и контроль параметров

Буровые работы на Восточно-Майском месторождении, согласно данного проекта планируется проводить на земельном участке, сельскохозяйственного назначения в пойме р. Обь. Экологически чувствительный статус земель Восточно-Майского месторождения предъявляет особые требования к буровым растворам. Буровые растворы, в т.ч. химические реагенты в пределах применяемых концентраций, не должны вызывать отрицательного воздействия на окружающую среду (почвы, поверхностные и подземные воды, растительный и животный мир, атмосферный воздух). Таким требованиям в большей мере отвечают малоопасные (малотоксичные) и экологически неопасные буровые растворы. Отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ), буровой шлам (БШ) должны быть нетоксичными или малотоксичными и должны быть переданы специализированной организации для переработки, либо вывезены с целью утилизации на (в) специальный полигон (шламонакопитель), находящийся за пределами природоохранных зон (местоположение полигона должно быть согласовано с органами по охране окружающей природной среды).

Бурение скважин на В-Майском месторождении имеет ряд особенностей, обусловленных горно-геологическими характеристиками

разреза. Данные особенности при строительстве скважин предъявляют повышенные требования к качеству промывочной жидкости, технологических операций и общей организации работ в целом [1].

Бурение под направление

- Активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, поглощения бурового раствора.

Бурение под кондуктор

- Возможны поглощения бурового раствора в слабосвязных песках
- Кавернообразование
- Интенсивная наработка бурового раствора в интервале залегания активных молодых Люлинворских и Ганькинских глин

- Сальникообразование
- Опасность осыпей и обвалов потенциально неустойчивых и слабосвязных горных пород в стенках скважины

- Возможны поглощения отфильтровывания в песчаных поровых коллекторах

- Активное поступление выбуренной породы (песка и глины) в буровой раствор

Бурение под эксплуатационную колонну

- Большая протяжённость интервала и большой диаметр ствола, эти два фактора могут при определённых обстоятельствах (низкая подача насосов, осыпание пород и т. д.) создать проблему неудовлетворительного выноса

- Возможно сальникообразование
- Кавернообразование
- Возможны поглощения отфильтровывания в песчаных поровых коллекторах

- Опасность дифференциальных прихватов при бурении проницаемых коллекторов

Рекомендации по системе очистки бурового раствора:

Основываясь на многолетнем опыте бурения в Западной Сибири, мы хотели бы отметить несколько моментов, которые могут существенно облегчить работу с буровым раствором на месторождении, увеличить эффективность бурения и достичь более высоких технико-экономических показателей:

Для ускорения приготовления раствора, снижения расхода хим. реагентов, мы рекомендуем использовать высокоэффективные гидворонки эжекторного типа.

Циркуляционная система должна быть обвязана таким образом, чтобы обеспечивать гибкую работу с раствором и циркуляцию через любое необходимое количество ёмкостей. Необходимо обеспечить подачу раствора с системы очистки в любую из ёмкостей и отбор раствора буровыми насосами из любой ёмкости.

Все ёмкости должны быть тщательно изолированы друг от друга, перетоки должны быть закрыты, клапаны и шиберные задвижки должны быть проверены на герметичность перед началом бурения.

Желательно выделить отдельную ёмкость для приготовления раствора объёмом 20-40 м³ для возможности обработки раствора в процессе бурения.

Гидворонка должна иметь возможность работы от любой из активных ёмкостей и сброса раствора в любую из активных ёмкостей, равно как и работы с ёмкостью для приготовления раствора.

Все ёмкости должны быть оборудованы двумя лопастными перемешивателями.

Для приготовления небольших объёмов раствора (в случае вязкой пачки) необходимо предусмотреть на буровой наличие ёмкости объёмом 10 м³, обвязанной с гидворонкой, а также со всасом бурового раствора. Ёмкость должна быть оборудована перемешивателем.

Для эффективной очистки бурового раствора от выбуренного шлама рекомендуется четырёхступенчатая система очистки, состоящая из 2-х линейных вибросит, песко и илоотделителей и высокоскоростной центрифуги.

Рекомендуемая система очистки позволит минимизировать отрицательное влияние выбуренной породы на технологические параметры бурового раствора и как следствие, максимально снизить объёмы разбавления для поддержания концентрации твёрдой фазы в растворе в заданных пределах.

Таблица 2.14 – Направление

Участок	Глубина по стволу, м	Длина интервала, м	Диаметр, мм
Открытый ствол	0 – 50	50	393.7

Таблица 2.15 – Технологические свойства бурового раствора

Плотность	1.18 г/см ³
Условная вязкость (API)	35-60 с/л
РН	8-9
Водоотдача (API)	6-8 см ³ /30 мин
Жесткость по Ca ²⁺	<200 мг/л
Содержание песка	До 1.5 %
Содержание твердой фазы	<10 %

Литологическое строение разреза: пески, глины.

Возможные проблемы и осложнения: осыпи и обвалы стенок скважины.

Бурение направления в условиях Западной Сибири не связано с большими осложнениями и может производиться с помощью практически любых растворов с повышенной вязкостью.

Для бурения данного интервала применяется глинистый раствор, с повышенной вязкостью для более качественной очистки ствола, меньшей эрозии стенок скважины и обеспечения их устойчивости.

Таблица 2.15 - Возможные осложнения при бурении интервала направления

Осложнение	Признаки	Способ предотвращения, ликвидации
Осыпи и обвалы стенок скважины в интервалах залегания рыхлых песков	Затяжки, посадки инструмента при подъёме, наращиваниях	Обеспечить постоянный долив и контроль за доливом. Подъем производить при плотности не менее 1,18 г/см ³
Частичное поглощение раствора в	Снижение выхода циркуляции	Для предотвращения поглощений раствора, связанных с размывом рыхлых песчаников, после наращивания и СПО

высокопроницаемых рыхлых породах		необходимо производить плавный пуск насосов с поэтапным выходом на рабочую производительность. Ограничить скорость спуска до 1 м/с. Контролировать вытеснение раствора во время спуска с записью на диаграмме
----------------------------------	--	---

Таблица 2.16 – Кондуктор

Участок	Глубина по стволу, м	Длина интервала, м	Диаметр, мм
Открытый ствол	0 – 950	950	295,3

Таблица 2.17 - Технологические свойства бурового раствора

Плотность	1.16 г/см ³
Условная вязкость (API)	30-50 с/л
РН	8-9
Водоотдача (API)	6-8 см ³ /30 мин
Жесткость по Ca ²⁺	<200 мг/л
Содержание песка	До 1.5 %
Содержание твердой фазы	<10 %

Литологическое строение разреза: пески, глины, песчаники.

Возможные проблемы и осложнения: осыпи и обвалы стенок скважины, сальникообразование, наработка бурового раствора, возможны поглощения, отфильтровывание в песчаных поровых коллекторах.

Для бурения данного интервала применяется глинистый раствор, оставшийся после бурения интервала под направление, с повышенной вязкостью для более качественной очистки ствола, меньшей эрозии стенок скважины и обеспечения их устойчивости. Данный раствор не требует применения специального оборудования для приготовления и очистки, прост в применении и обслуживании.

В процессе углубления ствола скважины, сетки меняются на более мелкие, в зависимости от реологических показателей раствора и производительности буровых насосов.

При бурении молодых глин, склонных при контакте с буровым раствором к активному диспергированию, особое внимание следует обратить на вибросита первой ступени очистки, обеспечив их постоянную работу при

использовании сеток с минимально возможным размером ячеек. Это позволит уменьшить диспергирование оставшегося после первой ступени шлама в элементах циркуляционной системы (центробежные и буровые насосы) и, следовательно, наработку коллоидной фазы.

Регулирование плотности бурового раствора производится за счёт естественной наработки, очистки и разбавления.

Таблица 2.18 - Возможные осложнения при бурении интервала под кондуктор

Осложнение	Признаки	Способ предотвращения, ликвидации
Осыпи и обвалы стенок скважины в интервалах залегания рыхлых песков	Затяжки, посадки инструмента при подъёме, наращиваниях	Обеспечить постоянный долив и контроль за доливом Подъем производить при плотности не менее 1.16 г/см ³
Частичное поглощение раствора в высокопроницаемых рыхлых породах	Снижение выхода циркуляции	Для предотвращения поглощений раствора, связанных с размывом рыхлых песчаников, после наращивания и СПО необходимо производить плавный пуск насосов с поэтапным выходом на рабочую производительность. Ограничить скорость спуска до 1 м/с. Контролировать вытеснение раствора во время спуска с записью на диаграмме
Сальникообразование	Затяжки инструмента, вытеснение раствора из скважины при движении инструмента вверх	Для предотвращения сальникообразования, очистки забоя и шарошек долота от выбуренного шлама, а также, для увеличения механической скорости бурения, рекомендуется подбирать гидромониторные насадки с учетом скорости истечения не менее 70 м/сек. При признаках образования сальника на КНБК во время подъема принять меры для его разрушения, не производить подъем при наличии сальника

Таблица 2.19 - Эксплуатационная колонна

Участок	Глубина по стволу, м	Длина интервала, м	Диаметр, мм
Открытый ствол	950 – 2636	1750	215,9

Таблица 2.20 – Технологические свойства бурового раствора

Плотность	1.11 г/см ³
Условная вязкость (API)	35-55 с/л
РН	8-9
Водоотдача (API)	≤ 5 см ³ /30 мин
Жесткость по Ca ²⁺	<200 мг/л
Содержание песка	До 1.5 %
Содержание твердой фазы	<10 %

Литологическое строение разреза: глина, песчаники, алевролиты, аргиллиты, сидериты, бокситы.

Возможные проблемы и осложнения: осыпи и обвалы стенок скважины, сальникообразование, прихваты, нефтеводопроявления, поглощения бурового раствора.

Таблица 2.21 - Возможные осложнения при бурении интервала под кондуктор

Осложнение	Признаки	Способ предотвращения, ликвидации
Осыпи и обвалы стенок скважины	Затяжки, посадки инструмента при наращиваниях, СПО	Если в ходе бурения при отрыве от забоя начинают наблюдаться затяжки, делается контрольный подъем свежее пробуренного участка с проработкой и промывкой интервалов затяжек
Сальникообразование	Затяжки инструмента, вытеснение раствора из скважины при движении инструмента вверх	Для предотвращения сальникообразования, очистки забоя и шарошек долота от выбуренного шлама, а так же, для увеличения механической скорости бурения, рекомендуется подбирать гидромониторные насадки с учетом скорости истечения не менее 70 м/сек. При признаках образования сальника на КНБК во время подъема принять меры для его разрушения.
Затяжки и посадки при СПО, особенно в наклонной части ствола		В случае осложнений связанных с потерей устойчивости ствола в интервале Ганькинской и Березовской свит предусмотреть по этапное увеличение плотности выше проектной, до стабилизации ствола скважины. Увеличение плотности согласовывается с заказчиком.
Нефте – газо – водопроявления	Отклонение параметров промывочной жидкости. Нарушение технологических	Постоянный контроль и своевременная обработка бурового раствора. Постоянный контроль процесса бурения.

	регламентов при бурении и СПО	Постоянный контроль технологических регламентов при выполнении СПО – контроль долива, нагрузки на крюке (затяжки, посадки). Увеличение плотности бурового раствора по согласованию с Заказчиком.
--	-------------------------------	--

Во избежание осложнений, раствор, загрязнённый цементом вовремя разбуривания цементного стакана сбрасывается в шламонакопитель.

Следует до минимума сократить наработку раствора и повышение его плотности путём оптимизации очистки раствора на имеющемся оборудовании. Необходимо постоянно следить за состоянием сеток на виброситах. Это позволит поддерживать плотность рабочего раствора. Оборудование очистки раствора должно работать постоянно во время бурения под эксплуатационную колонну. Не допускается циркуляция раствора в обход вибросит. Рекомендуется производить постоянную циркуляцию раствора через гидроциклоны и центрифугу для более эффективной очистки раствора и снижения его плотности.

Основными целями при вскрытии продуктивных горизонтов являются сохранение естественных коллекторских свойств пластов. При этом должны приниматься меры по предупреждению флюидопроявлений и поглощений промывочной жидкости.

Вскрытие продуктивного пласта производить при циркуляции промывочной жидкости с минимальными закупоривающими способностями по отношению к коллектору и минимальной фильтрацией. Вскрывать пласт с минимальным противодействием на них со стороны столба промывочной жидкости за счет снижения его плотности до $\rho = 1,12 \text{ г/см}^3$

2.8 Проверочные расчеты бурового оборудования

2.8.1 Проверочный расчет мощности буровой установки

Знание затрат мощности необходимо при выборе двигателя станка, определении состояния бурильной колонны, при оптимизации конструкции скважины и колонны бурильных труб, расчете допустимых режимных параметров [3].

Мощность холостого вращения колонны рассчитывается в зависимости от большого числа факторов, таких как: глубина, диаметра и профиля скважины, параметров режимов бурения, состояния пород и вида промывочной жидкости.

Определяем затрачиваемую мощность на холостое вращение по формуле:

$$N_{x.v} = 55.8 \cdot 10^{-4} k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot (1 + 0,44 \cos \beta (0,9 + 20 \cdot \delta)) k_4 q d n^{1,83} L^{0,75} \quad (2.51)$$

где k_1 - коэффициент, учитывающий тип соединения бурильных труб (для ниппельного соединения $k_1=1$, для муфтово-замкового $k_1= 1,3$), k_2 - коэффициент, учитывающий вид промывочной жидкости и применение антивибрационной смазки (при промывке глинистым раствором $k_2= 1,1-4,3$; при промывке водой $k_2=1$ при использовании антивибрационной смазки или эмульсионного раствора $k_3=(0,4 \div 0,6)$; - коэффициент, учитывающий характер стенок скважины (для нормального разреза $k_3=1$, в сложных геологических условиях $k_3= 1,5 \div 2$) k_4 - коэффициент, учитывающий материал бурильных труб (для СБТ $k_4=1$, длч ЛБТ $k_4 =0.75$), $\delta = (D - d)/2$ диаметр скважины, м d - диаметр бурильных труб, м; q - масса 1 м бурильных труб, кг/м; n - частота вращения снаряда, с⁻¹; L - глубина скважины, м; \cos – косинус угла наклона скважины;

$$N_{x.v} = 55,8 \times 10^{-4} \times 1,3 \times 0,4 \times 1,5 \times (1 + 0,44 \cos 0 (0,9 \times 20 \times 0,0456)) \times 31,9 \times 1,2^{1,83} \times 2750^{0,75} = 74 \text{ кВт}$$

При использовании долот можно рассчитать мощность затрачиваемую на забое по формуле:

$$N_{\text{заб}} = 10^{-3} \mu P_d n D, \quad (2.52)$$

Где, μ – коэффициент трения;

P_d – осевая нагрузка на долото кГс;

n – частота вращения об/мин;

D – диаметр долота;

Для долот диаметром 76 мм и более $\mu = 0,17$

$$N_{\text{заб}} = 0,001 * 0,4 * 7041 * 79 * 0,215 = 31 \text{ кВт.}$$

Значение $N_{\text{доп}}$ (кВт) определяется по формуле:

$$N_{\text{доп}} = 2,45 * 10^{-3} \delta P n, \quad (2.53)$$

$$N_{\text{доп}} = 2,45 * 10^{-3} * 0,0465 * 7041 * 79 = 63$$

Общая мощность на бурения рассчитывается по формуле:

$$N_6 = N_{\text{хв}} + N_{\text{доп}} + N_{\text{заб}}, \quad (2.54)$$

$$N_6 = 74 + 63 + 31 = 168 \text{ кВт}$$

2.9 Расчет и выбор талевой системы

Исходными данными для определения конструкции талевой системы являются максимальная нагрузка на крюке и грузоподъемность лебёдки бурового станка (установки) [3].

Число рабочих ветвей m талевой системы определяется по формуле:

$$m = \frac{Q_{\text{кр.}\Sigma}}{Q_l \eta}, \quad (2.54)$$

где $Q_{\text{кр.}\Sigma}$ – нагрузка на крюке при подъёме колонны бурильных труб из скважины, кГс; Q_l – грузоподъемность лебедки, кГс; η – КПД талевой системы.

$$Q_{\text{кр.}\Sigma} = Q_{\text{кр.д}} + G_0, \quad (2.55)$$

где $Q_{\text{кр.д}}$ – вес бурового снаряда с учетом динамических сил, кГс; G_0 – вес подвижного груза с учетом динамических сил, кГс

$$Q_{кр.д} = Q_{кр} \left(1 + \frac{V}{gt} \right), \quad (2.56)$$

где $Q_{кр}$ – чистый вес бурового снаряда, кгс; V – тах скорость подъема элеватора, $V = 2,0 м/с$; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 м/с^2$; t – время разгона элеватора, $t = 1,8 с$.

$$Q_{кр} = \alpha_1 \alpha_2 q L \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_m} \right) \cos \theta_{cp} \left(1 + f t g \theta_{cp} \right), \quad (2.57)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий ниппельное соединение БТ, $\alpha_1 = 1,0$; α_2 – коэффициент дополнительных сопротивлений, $\alpha_2 = 1,4$; q – вес 1 метра бурильных труб, $q = 31,9$ кгс; γ_m – удельный вес металла, $\gamma_m = 7,85 Гс/см^3$; f – коэффициент трения, $f = 0,3$.

$$G_{д} = G \left(1 + \frac{V}{gt} \right), \quad (2.58)$$

где G – вес подвижного груза, кгс.

$$G = m_{п} + m_{тб}, \quad кгс, \quad (2.59)$$

где $m_{п}$ – масса вертлюга, кгс; $m_{тб}$ – масса талевого блока, кгс.

$$G = 2420 + 5320 = 7740 \quad кгс.$$

Следовательно,

$$Q_{кр.Σ} = \left[\alpha_1 \alpha_2 q L \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_m} \right) \cos \theta_{cp} \left(1 + f t g \theta_{cp} \right) + G \right] \left(1 + \frac{V}{gt} \right)$$

$$Q_{кр.Σ} = \left[1,0 \cdot 1,4 \cdot 31,9 \cdot 2750 \cdot \left(1 - \frac{1,05}{7,85} \right) \cdot \cos 0 + 7740 \right] \cdot \left(1 + \frac{2}{9,81 \cdot 1,8} \right) = 113223 \quad кгс$$

$$\frac{Q_{кр.Σ}}{Q_{л}} = \frac{113223}{22000} = 5,14$$

КПД талевой системы рассчитываем по формуле:

$$\eta_{тс} = \frac{\eta(1 - \eta^{u_{тс}})}{u_{тс} \cdot (1 - \eta)}, \quad (2.60)$$

η – к.п.д. одного шкива = 0,85, $u_{тс}$ – Количество ветвей талевой системы,

$$\eta_{тс} = \frac{0,85(1 - 0,85^6)}{6 \cdot (1 - 0,85)} = 0,6$$

Число рабочих ветвей:

$$m = \frac{5,14}{0,6} = 8,8 \approx 10$$

Принимаем число рабочих струн $m = 10$.

На основании приведённых расчётов предусматривается конструкция талевой системы – ТС 5х6, с концом каната закреплённом на лонжероне (рис. 2.7).

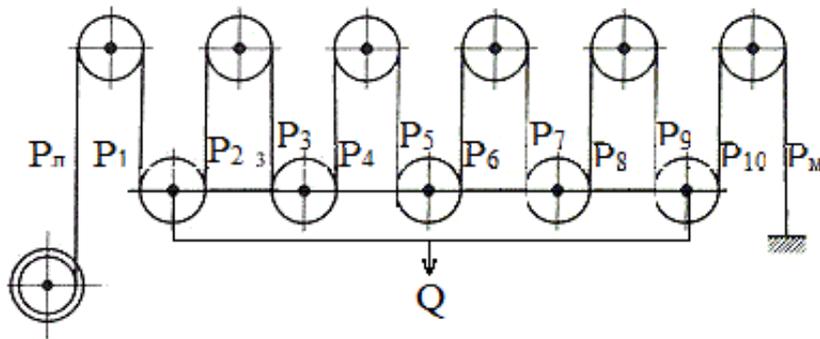


Рисунок 2.7 – Талевая система с концом каната закреплённом на основании вышки

2.9.1 Расчет нагрузки на мачту в статическом состоянии

Для талевой системы с концом каната закреплённом на кронблоке имеем:

$$Q_0 = Q_{кр} + G + P_l + P_m, \quad (2.61)$$

где G – вес подвижного груза, $G=7740$ кгс;

P_l – усилие в лебедочном конце каната, кгс;

$Q_{кр}$ – полный вес бурового снаряда в статическом состоянии;

P_m – усилие в «мертвом конце каната»:

$$Q_{кр} = \alpha_1 q L \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_m} \right), \text{ кгс}, \quad (2.61)$$

$$Q_{кр} = 1,0 \cdot 32,1 \cdot 2750 \cdot \left(1 - \frac{1,05}{7,85} \right) = 75991 \text{ кгс}$$

$$P_{л} = \frac{Q_{кр} + G}{m}, \text{кГс} \quad (2.62)$$

$$P_{л} = \frac{75991 + 7740}{10} = 8373 \text{ кГс}$$

$$P_{м} = \frac{P_{л}}{\beta^{11}}, \quad (2.63)$$

где β – коэффициент сопротивления одного ролика ТС, учитывающий силы трения в подшипниках роликов и каната о ролики, для стального каната $\beta = 1,04$.

$$P_{м} = \frac{8373}{1,04^{11}} = 5438 \text{ кГс},$$

Тогда:

$$Q_0 = 75992 + 7740 + 8373 + 5438 = 97543 \text{ кГс}.$$

Исходя из этого можно сделать вывод, что нагрузка на вышку в статическом состоянии не превышает её грузоподъемность (225тс).

2.9.2 Определение усилий ветвях талевой системы

В статическом состоянии:

Все струны талевой системы равномерно нагружены силой:

$$P = \frac{Q_{кр} + G}{m}, \text{кГс}; \quad (2.64)$$

$$P = \frac{75991 + 7740}{10} = 8373 \text{ кГс}$$

При подъеме инструмента:

Обозначим усилия в рабочих ветвях соответственно P_1, P_2 и т.д.; в лебедочном конце каната – $P_{л}$, а в конце каната закрепленного на основание вышки – $P_{м}$, тогда:

$$P_1 = \frac{P_{л}}{\beta}, P_2 = \frac{P_1}{\beta} = \frac{P_{л}}{\beta^2}, P_n = \frac{P_{л}}{\beta^n} \quad (2.65)$$

где β – коэффициент сопротивления одного ролика ТС, учитывающий силы трения в подшипниках роликов и каната о ролики, для стального каната $\beta = 1,04$.

Рассчитываем усилие в лебедочном конце каната при подъёме инструмента

$$P_{л} = Q_{кр.Σ} \frac{\beta^m (\beta - 1)}{\beta^m - 1}, \text{кГс} \quad (2.66)$$

$$P_{л} = 75991 \cdot \frac{1,04^{10} \cdot (1,04 - 1)}{1,04^{10} - 1} = 9360 \text{ кГс};$$

$$P_1 = \frac{9360}{1,04} = 9000 \text{ кГс};$$

$$P_2 = \frac{9360}{1,04^2} = 8654 \text{ кГс};$$

$$P_3 = \frac{9360}{1,04^3} = 8321 \text{ кГс};$$

$$P_4 = \frac{9360}{1,04^4} = 8001 \text{ кГс};$$

$$P_5 = \frac{9360}{1,04^5} = 7693 \text{ кГс};$$

$$P_6 = \frac{9360}{1,04^6} = 7611 \text{ кГс};$$

$$P_7 = \frac{9360}{1,04^7} = 7113 \text{ кГс};$$

$$P_8 = \frac{9360}{1,04^8} = 6839 \text{ кГс};$$

$$P_9 = \frac{9360}{1,04^9} = 6766 \text{ кГс};$$

$$P_{10} = \frac{9360}{1,04^{10}} = 6506 \text{ кГс};$$

$$P_{м} = \frac{9360}{1,04^{11}} = 6256 \text{ кГс}.$$

При спуске инструмента

$$P_{л} = Q_{кр.Σ} \cdot \frac{\beta - 1}{\beta(\beta^m - 1)}, \text{кГс} \quad (2.67)$$

$$P_n = 75991 \cdot \frac{1,04 - 1}{1,04 \cdot (1,04^{10} - 1)} = 6086 \text{ кГс};$$

Соответственно:

$$P_1 = \frac{6068}{1,04} = 5835 \text{ кГс};$$

$$P_2 = \frac{6086}{1,04^2} = 5627 \text{ кГс};$$

$$P_3 = \frac{6086}{1,04^3} = 5394 \text{ кГс};$$

$$P_4 = \frac{6086}{1,04^4} = 5187 \text{ кГс};$$

$$P_5 = \frac{6086}{1,04^5} = 4988 \text{ кГс};$$

$$P_6 = \frac{6086}{1,04^6} = 4796 \text{ кГс};$$

$$P_7 = \frac{6086}{1,04^7} = 4611 \text{ кГс};$$

$$P_8 = \frac{6086}{1,04^8} = 4433 \text{ кГс};$$

$$P_9 = \frac{6086}{1,04^9} = 4263 \text{ кГс};$$

$$P_{10} = \frac{6086}{1,04^{10}} = 4099 \text{ кГс};$$

$$P_m = \frac{6086}{1,04^{11}} = 3942 \text{ кГс}$$

Определение нагрузки буровой мачты рассчитывается по формуле:

$$Q_0 = \sum P = P_n + P_m + \sum_m P; \quad (2.68)$$

$$Q_0 = 9360 + 6256 + 76760 = 92376 \text{ кГс}$$

Максимальная грузоподъемность вышки составляет 225 тс, что удовлетворяет всем требованиям безопасного ведения работ.

2.9.3 Определение талевой системы

КПД талевой системы определяется по формуле:

$$\eta_{TC} = P / P_n, \quad (2.69)$$

где P – натяжение в лебедочном конце каната без учета сил трения в роликах, кГс; P_n – действительное натяжение в лебедочном конце каната при подъеме инструмента, рассчитанное по формуле

$$P = \frac{Q_{кр}}{m} \quad (2.70)$$

Следовательно:

$$\eta_{TC} = \frac{\beta^m - 1}{m\beta^m(\beta - 1)}; \quad (2.71)$$

$$\eta_{TC} = \frac{1,04^{10} - 1}{10 \cdot 1,04^{10}(1,04 - 1)} = 0,81.$$

2.9.4 Определение грузоподъемности талевой системы

Производится в зависимости от скорости навивки каната на барабан лебедки:

$$V = 0,7 \text{ м/с}.$$

Грузоподъемность многострунной ТС определяется по формуле:

$$Q_i = \frac{102 N_0 \eta \eta_{TC}}{V_{кр.i}}, \quad (2.72)$$

где N_0 – номинальная мощность двигателя, $N_0 = 720$ кВт; η – КПД передачи от вала двигателя до барабана лебедки, $\eta = 0,85$; η_{TC} – КПД талевой системы, $\eta_{TC} = 0,81$; $V_{кр.i}$ – скорость подъема талевого блока, $0,25$ м/с.

$$Q_i = \frac{102 \cdot 720 \cdot 0,85 \cdot 0,81}{0,25} = 202254 \text{ кГс}$$

$$202254 \text{ кГс} \geq 113223 \text{ кГс}$$

Максимальный вес снаряда не превышает грузоподъемность талевой системы – следовательно, талевая система пригодна для подъема данного снаряда.

2.9.5 Расчет талевого каната

Расчет и выбор талевого каната производится по статическому разрывному усилию каната, определяемому по формуле:

$$R_k \geq kQ_{л.макс}, \quad (2.73)$$

где k – запас прочности талевого каната по технике безопасности, $k = 2,5$;

$Q_{л.макс}$ – максимальное усилие лебедки на минимальной скорости навивки каната на барабан с учетом возможной перегрузки двигателя.

$$Q_{л.макс} = \frac{102N_0\lambda\eta}{V_{мин}} \text{кГс}, \quad (2.74)$$

где λ – коэффициент перегрузки двигателя, $\lambda = 1, 2$.

$$Q_{л.макс} = \frac{102 \cdot 720 \cdot 1,2 \cdot 0,85}{0,22} = 340494 \text{кГс}$$

$$R_k = 2,5 \cdot 340494 = 851235 \text{кГс}.$$

Для $R_k = 851235$ кГс выбираем грузовой канат с временным сопротивлением разрыву 1960 МПа, нераскручивающиеся, крестовой свивки типа ЛК-РО (в соответствии с ГОСТ 13840-88). Диаметр каната $D_k = 35$ мм.

2.9.6 Определение количества свечей, поднимаемых на каждой скорости лебедки

Согласно правилам техники безопасности, при подъеме снаряда максимальная скорость перемещения элеватора не должна превышать 2,0 м/с при длине свечи свыше 4,7 м

Условный вес одной свечи бурильной трубы определяется по формуле:

$$q_{усл} = \frac{Q_{кр.Σ} l_{св}}{L}, \text{кГс}, \quad (2.75)$$

где $l_{св}$ – длина одной свечи, $l_{св} = 22 м$; L – длина колонны бурильных труб $L = 2750 м$;

$$Q_{усл} = \frac{113233 \cdot 22}{2750} = 905 \text{ кгс} = 8.8 \text{ кН}$$

$$N_{св} = \frac{L}{l_{св}} = \frac{2750}{22} = 125 \text{ шт.}$$

Принимаем количество свечей = 125 шт.

Таблица 2.21 – Подъемные характеристики лебедки ЛБУ22-720(5х6)

Скорость лебедки	Частота вращения подъемного вала, Мин ⁻¹	Скорость крюка, м/с	Нагрузка на крюке, кН
I	46	0,2 2	2250
II	97	0,4 1,75	1470
III	170	0,7 2,14	850
IV	360	1,5	380

$$N_n = \frac{Q_n}{Q_{усл}} \text{ шт.}, \quad (2.76)$$

где N_n – количество свечей поднимаемых на n-ой скорости; Q_n – нагрузка на крюке на n-ой скорости.

$$N_{IV} = \frac{380}{8,8} = 43 \text{ шт.}$$

$$N_{III} = \frac{850}{8,8} = 96 \text{ шт.}$$

$$N_{II} = \frac{1470}{8,8} = 167 \text{ шт.}$$

$$N_I = \frac{2250}{8,8} = 255 \text{ шт.}$$

2.10 Проверочный расчет бурильных труб на прочность

Расчет бурильных труб сводится к определению запаса прочности в трех характерных сечениях колонны (верхнее, нижнее, нулевое) [3]

Анализ исходных данных позволяет сделать вывод о том, что колонна БТ в процессе бурения скважин будет работать с частичной разгрузкой, т.к.

вес колонны многократно превышает оптимальную осевую нагрузку, равную 15 тс.

1. Расчет колонны бурильных труб в верхнем сечении

Расчет веса колонны с учетом УБТ.

Определяем длину УБТ в колонне бурильных труб.

$$L_{\text{БУТ}} = \frac{G}{0,9 q_{\text{УБТ}} \times \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{м}}}\right)} \cdot \text{даН}, \quad (2.77)$$

Где G - осевая нагрузка на долото, даН

$q_{\text{УБТ}}$ - вес 1 метра УБТ, даН

$$L_{\text{УБТ}} = \frac{7041}{0,9 \cdot 174 \cdot \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right)} = 51 \text{ м}$$

Определяем вес КНБК с учетом УБТ, наД;

$$Q_{\text{КНБК}} = Q_{\text{доп}} + Q_{\text{кс}} + Q_{\text{УБТ}} + Q_{\text{ВЗД}}, \quad (2.78)$$

Где $Q_{\text{доп}}$ - вес долота, наД;

$Q_{\text{кс}}$ - вес ВЗД, наД;

$Q_{\text{УБТ}}$ - вес калибратора, наД;

Вес колонны УБТ, наД.

$$Q_{\text{УБТ}} = q_{\text{убт}} \times L_{\text{убт}}, \quad (2.79)$$

$$Q_{\text{УБТ}} = 174 \times 51 = 8874 \text{ даН}$$

$$Q_{\text{КНБК}} = 36 \times 61 \times 8874 \times 1134 = 10105 \text{ даН}$$

Запас прочности

В верхней части колонна бурильных труб проверяется на статическую прочность. Запас прочности n_{II} определяется по формуле.

$$n_{II} = \frac{[\sigma_{\text{T}}]}{\sigma_{\Sigma} \times K_k} \geq 1,4, \quad (2.80)$$

Где: $[\sigma_{\text{T}}]$ - предел текучести материала БТ, Па;

σ_{Σ} - суммарное напряжение в верхней части БТ, Па;

K_k - коэффициент концентрации напряжений, $K_k=1.5$.

Предел текучести для стальных труб группа прочности Т=724 МПа.

Суммарное напряжение согласно теории прочности.

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2} \text{ Па}; \quad (2.81)$$

Где: σ_p – напряжение растяжения в верхней части колонны, Па;

$\sigma_{из}$ – напряжение изгиба, определяемое центробежными силами, Па;

τ – касательные напряжение, Па.

Определяем напряжение растяжения, Па.

$$\sigma_p = \frac{Q_{кр} - P_{ос}}{S}, \quad (2.82)$$

Где: $Q_{кр}$ – вес колонны БТ с учетом сил трения, даН;

$P_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, даН;

S – площадь сечения БТ, см².

$$Q = a_1 L q + L_{убТ} \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}} \right), \quad (2.83)$$

Где: L – глубина скважины, м.

$\gamma_{ж}$ – удельный вес промывочной жидкости, $\gamma_{ж} = 1,05 \text{ кг/м}^3$;

$\gamma_{м}$ – удельный вес металла, $\gamma_{м} = 7,85 \text{ кг/м}^3$;

q – вес 1 метра труб, $q = 32,1 \text{ даН}$;

a_1 – коэффициент, учитывающий тип соединения БТ, для соединения «труба в трубу», $a_1 = 1,0$.

$$Q = 1 \times 2699 \times 32,1 + (174 \times 51) \times \left(1 - \frac{1,05}{7,85} \right) = 84243 \text{ даН}$$

Вес бурильных с учетом сил трения и искривлением скважины.

$$Q_k = a_2 \times Q \times \cos\theta \times (1 + f \times \text{tg}\theta), \quad (2.84)$$

где Q_k – вес колонны бурильных труб с учетом сил трения и искривления скважины, кГс;

a_2 – коэффициент дополнительных сопротивлений, $a_2 = 1,2$;

L – глубина бурения, м;

θ – средний зенитный угол, град;

f – коэффициент трения, $f = 0,3$.

$$Q_k = 1,2 \cdot 84243 = 101\,092$$

$$S = \frac{\pi}{4} \cdot (d^2 - d_1^2) \quad (2.85)$$

где d – наружный диаметр БТ, см; d_1 – внутренний диаметр БТ, см.

$$S = \frac{3,14}{4} \cdot (0,146^2 - 0,135^2) = 0,00262 \text{ м}^2$$

Исходя из этого рассчитываем σ_p .

$$\sigma_p = \frac{101092 - 7041}{0,00262} = 35,1 \text{ Мпа}$$

Напряжение изгиба:

$$\sigma_{из} = \frac{\pi^2 EI \varphi}{l^2 W_{из}} \leq [\sigma_{из}] \quad (2.86)$$

где E – модуль Юнга, $E = 2 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}^2$;

I – экваториальный момент инерции поперечного сечения БТ, см⁴;

l – длина полуволны прогиба, см;

$W_{из}$ – осевой момент сопротивления изгибу площади рассчитываемого сечения трубы, см³;

φ – стрела прогиба, см.

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (d^4 - d_1^4), \text{ м}^4, \quad (2.87)$$

$$I = \frac{3,14}{64} \cdot (0,146^4 - 0,135^4) = 0,000005996 \text{ м}^4$$

$$\varphi = \frac{D - d}{2}, \text{ м} \quad (2.89)$$

где D – диаметр скважины по расширителю, м; d – наружный диаметр БТ, м.

$$\varphi = \frac{0,2159 - 0,0146}{2} = 0,035 \text{ м,}$$

Определяем длины полуволны по формуле

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt{0,5 \cdot z + \sqrt{0,25 \cdot z^2 + \frac{E \cdot I \cdot \omega^2}{10^3 \cdot q \cdot g}}}, \quad (2.90)$$

где q – вес 1 м бурильных труб, кГс;

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

ω – угловая скорость вращения, с⁻¹;

z – длина участка колонны от рассматриваемого участка до нулевого сечения, м

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30}, \text{ с}^{-1} \quad (2.91)$$

$$\omega = \frac{3,14 \cdot 79}{30} = 7,75 \text{ с}^{-1}$$

Определяем длину участка колонны от рассматриваемого участка до нулевого сечения, м.

$$z = L_p = L - L_{сж}, \quad (2.93)$$

где $L_{сж}$ – длина участка колонны от забоя до нулевого сечения, м.

$$L_{сж} = \frac{P}{\alpha \cdot q \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \cdot \cos \theta_{ср}}, \quad (2.94)$$

α – коэффициент, учитывающий увеличение массы трубы за счет соединений, для замкового соединения 1,1.

$$L_{сж} = \frac{7041}{1,1 \cdot 31,9 \cdot \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right) \cdot \cos 0^\circ} = 232 \text{ м}$$

$$z = 2750 - 232 = 2518 \text{ м,}$$

Определяем длину полуволны по формуле (2.90)

$$l = \frac{10}{7,75} \cdot \sqrt{0,5 \cdot 2518 + \sqrt{0,25 \cdot 2518^2 + \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 0,000005996 \cdot 7,75^2}{32,1 \cdot 9,81}}} = 65,9 \text{ м}$$

$$W_{уз} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(d^4 - d_1^4)}{d} \quad (2.92)$$

$$W_{уз} = \frac{3,14}{32} \cdot \frac{(0,146^4 - 0,135^4)}{0,146} = 0,0008214 \text{ м}^3$$

Определяем напряжение изгиба бурильной колонны

$$Q_{\text{из}} = \frac{3,14^2 \times 2 \times 10^{11} \times 0,000005996 \times 0,035}{65,9^2 \times 0,0008214} = 10,16 \text{ МПа}$$

Рассчитываем напряжение кручения

$$\tau = \frac{M_{\text{кр}}}{W_{\text{кр}}}, \quad (2.93)$$

где $W_{\text{кр}}$ – полярный момент сопротивления кручению поперечного сечения бурильных труб, см^3 ; $M_{\text{кр}}$ – крутящий момент, $\text{кГс}\cdot\text{см}$;

$$W_{\text{кр}} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{(d^4 - d_1^4)}{d}, \text{ см}^3 \quad (2.94)$$

$$W_{\text{кр}} = \frac{3,14}{16} \cdot \frac{(0,146^4 - 0,1355^4)}{0,146} = 0,000149 \text{ м}^3$$

Определяем крутящий момент:

$$M_{\text{кр}} = \frac{N_{\text{в}} + N_{\text{д}}}{\omega};$$

Где, $N_{\text{в}}$ – мощность на холостое вращение бурильной колонны, кВт;

$N_{\text{д}}$ – мощность на вращения вращения долота, кВт

$$M_{\text{кр}} = \frac{74000 + 31000}{7,76} = 13530 \text{ Н}\cdot\text{м} = 1350 \text{ даН}\cdot\text{м}.$$

$$\tau = \frac{13530}{0,000149} = 90,8 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(35,1 + 10,16)^2 + 4 \times 90,8^2} = 187 \text{ Мпа}$$

$$n_{I-I} = \frac{724}{187 \times 1,5} = 2,6 > 1,4$$

Данный расчет показал, что коэффициент запаса прочности превышает допустимый запас прочности, следовательно, бурильные трубы в верхнем сечении при заданных режимах бурения не должны выходить из строя.

2. Расчет колонны бурильных труб в нижнем сечении

Запас прочности:

Расчет колонны бурильных труб в нижнем сечении сводится к статическому расчету на сложное напряженное состояние. Запас прочности определяется по формуле:

$$n_{II-II} = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_\Sigma K_\kappa} \geq 1,7, \quad (2.95)$$

где $[\sigma_T]$ – предел текучести материала БТ; σ_Σ – суммарное напряжение в нижней части БТ, $\text{кгс}/\text{см}^2$; K_κ – коэффициент концентрации напряжений, $K_\kappa = 1,5$.

Суммарное напряжение согласно теории прочности по формуле (2.81).

$$\sigma_\Sigma = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2} \geq [\sigma_T],$$

где $\sigma_{сж}$ – напряжение сжатия,

$\sigma_{из}$ – напряжение изгиба, $\text{кгс}/\text{см}^2$;

τ – касательные напряжение, $\text{кгс}/\text{см}^2$.

Напряжение сжатия

$$\sigma_{сж} = \frac{P_{ос}}{S}, \quad (2.96)$$

где $P_{ос}$ – осевая нагрузка на ПРИ, кгс ; S – площадь сечения БТ, $26,2 \text{ см}^2$.

$$\sigma_{сж} = \frac{7041}{0.0034} = 2,07 \text{ Мпа},$$

Напряжение изгиба определяем по формуле (2.86)

$$\sigma_{из} = \frac{\pi^2 EI \varphi}{l^2 W_{из}} \leq [\sigma_{из}],$$

l – длина полуволны для сжатой части БТ. (2.90)

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt{0,5 \cdot z + \sqrt{0,25 \cdot z^2 + \frac{E \cdot I \cdot \omega^2}{10^3 \cdot q \cdot g}}}, \text{ м}$$

$$l = \frac{10}{7,75} \cdot \sqrt{-0,5 \cdot 232 + \sqrt{0,25 \cdot 232^2 + \frac{2 \cdot 10^{11} \cdot 0,000005996 \cdot 7,75^2}{26,7 \cdot 9,81}}}$$

$$= 26,48 \text{ м}$$

$$\sigma_{из} = \frac{3,14 \cdot 2 \cdot 10^{11} \cdot 0,000005996 \cdot 0,0037}{26,48^2 \cdot 0,0008214} = 58,8 \text{ МПа}$$

Рассчитываем напряжение кручения по формуле (2.93)

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_{кр}},$$

Где $M_{кр}$ – крутящий момент, н/м; $W_{кр}$ – полярный момент сопротивления кручения поперечного сечения БТ.

$$M_{кр} = \frac{31000 \cdot 1,5}{7,75} = 6000 \text{ даН/м}$$

$$\tau = \frac{6000}{0,000149} = 40,27 \text{ Мпа}$$

Суммарное напряжение определяем по формуле (2.81)

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2},$$

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(2,07 + 58,8)^2 + 4 \cdot 40,27^2} = 100,95 \text{ МПа}$$

Определяем запас прочности для бурильной колонны

$$n_{II-II} = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_{\Sigma} \times 1,5} \geq 1,7.$$

$$n_{II-II} = \frac{724}{100,95 \times 1,5} = 4,8 \geq 1,7.$$

Данный расчет показал, что коэффициент запаса прочности превышает допустимый запас прочности, следовательно, бурильные трубы в нижнем сечении при заданных режимах бурения не должны выходить из строя.

3. Расчет колонны бурильных труб в нулевом сечении.

В сечениях колонны, расположенных близко от нулевого сечения, бурильные трубы работают в более сложных условиях. В этих зонах возможно возникновение знакопеременных напряжений и динамических нагрузок за счет действия инерционных сил. Расчет бурильных труб в нулевом сечении ведется на выносливость, так как в этом сечении возникают знакопеременные нагрузки, которые определяются тем, что усилие растяжения переходят в усилия сжатия, кроме того, определённый отпечаток на величину знакопеременных напряжений накладывают изгибающие усилия. Всё это вместе взятое, приводит к “старению” материала, т.е. изменения внутренней структуры материала, который становится крупнозернистой и сопровождается резким снижением прочностных характеристик.

Запас прочности

$$n_{0-0} = \frac{n_{\sigma} \cdot n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2}} \geq 1,3, \quad (2.97)$$

где n_{σ} – запас прочности по нормальным напряжениям;

n_{τ} – запас прочности по касательным напряжениям.

Запас прочности по нормальному напряжению высчитывается по формуле:

$$n_{\sigma} = \frac{[\sigma_{-1}]}{\sigma_{из} K_d} \geq 1,3, \quad (2.98)$$

где $[\sigma_{-1}]$ – предел выносливости материала при изгибе с симметричным циклом, МПа;

K_d – коэффициент, учитывающий ударный характер нагрузки, $K_d = 1,5$.

$$[\sigma_{-1}] = 0,41 \times [\sigma_T], \quad (2.99)$$

$$[\sigma_{-1}] = 0,41 * 724 = 296,84 \text{ Мпа}$$

$$n_{\sigma} = \frac{296,84}{58,8 \cdot 1,5} = 3,36 \geq 1,3$$

Запас прочности по касательным напряжениям:

$$n_{\tau} = \frac{[\tau]}{\tau_{\phi}} \geq 1,3,$$

где $[\tau]$ – допустимое напряжение при кручении, МПа; τ_ϕ – напряжение кручения в нулевом сечении колонны бурильных труб, МПа.

$$\tau_\phi = \frac{M_{кр}}{W_k}, \quad (2.100)$$

При определении крутящего момента в нулевом сечении мощность будет равна сумме мощностей на разрушение забоя и на вращение части колонны бурильных труб от забоя до рассчитываемого сечения, то есть:

$$M_{кр} = \frac{N_z + N_{бТ}}{n}, \quad (2.102)$$

$$M_{кр} = \frac{74000 + 31000}{132,7} = 741 \text{ Н/м},$$

Определяем напряжение кручения в нулевом сечении колонны БТ, МПа:

$$\tau_\phi = \frac{741}{0,000149} = 49,7 \text{ МПа}$$

Определяем запас прочности по касательным напряжениям

$$n_\tau = \frac{186}{49,7} = 3,74 \geq 1,3$$

Условия выполнены.

Рассчитываем суммарный запас прочности БТ.

$$n_{0-0} = \frac{3,36 \cdot 3,34}{\sqrt{3,36^2 + 3,34^2}} = 2,37 \geq 1,3,$$

По рассчитанным данным условия прочности выполнены.

2.11 Расчет мощности двигателя, потребной для промывки скважины

Мощность, необходимая для привода бурового насоса вычисляется по формуле

$$N_H = \frac{k_M Q_H P_H}{\eta_H \eta} \quad (2.39)$$

Q_H – количество подаваемого бурового раствора м/с³

k_M - коэффициент запаса мощности

P_H – давления нагнетания Па

η_H – КПД насоса 0,85

η – КПД передач от двигателя 0,8

Производим расчет мощности по формуле (2.39).

$$N_H = 1,15 \times 23,21 \times 10^{-3} \times 21,7 \times 10^{-3} / 0,8 \times 0,85 = 852 \text{ кВт}$$

По данным расчетам принимаем два насоса.

2.12 Расчет гидравлических сопротивлений в циркуляционной системе

Давление, развиваемое буровым насосом, должно быть больше или равно потерям давления на преодоление гидравлических сопротивлений и гидростатических сил в циркуляционной системе скважины при покачивании жидкости с заданным расходом Q (Мпа) [3].

Определяем скорость течения в участках циркуляционной системы при $Q = 21$ л / с по формуле:

$$V_B = \frac{Q}{0.785(D_c^2 - d_{б.к}^2)}, \quad (2.40)$$

Где Q – расход промывочной жидкости;

D_c – диаметр скважины;

$d_{б.к}$ – диаметр бурильной колонны, м.

Определяем скорость течения циркуляционной системы в кольцевом пространстве между скважиной и УБТ.

$$V_B = \frac{23,21 \times 10^{-3}}{0,785 \times (0,216^2 - 0,178^2)} = 1,98 \text{ м/с}$$

Определяем скорость в кольцевом пространстве между скважиной и бурильными трубами.

$$V_B = \frac{23,21 \times 10^{-3}}{0,785 \times (0,216^2 - 0,127^2)} = 0,97 \text{ м/с}$$

Определяем скорость течения бурового раствора в бурильных трубах:

$$V_B = \frac{23,21 \times 10^{-3}}{0,785 \times 0,1086^2} = 2,5 \text{ м/с}$$

Определяем скорость течения в УБТ:

$$V_B = \frac{23,21 \times 10^{-3}}{0,785 \times (0,090^2)} = 3,65 \text{ м/с.}$$

Определяем скорость течения в кольцевом пространстве между обсадной колонной и БТ:

$$V_B = \frac{23,21 \times 10^{-3}}{0,785 \times (0,2267^2 - 0,127^2)} = 0,84 \text{ м/с}$$

Рассчитываем число Хедстрема из выражения:

$$He = \tau_0 \rho_{б.р.} \frac{d^2}{\eta^2}, \quad (2.41)$$

Где: τ_0 – динамическое напряжение сдвига, 6 Па;

$\rho_{б.р.}$ – плотность бурового раствора кг/м³

η – коэффициент структурной вязкости 12×10^{-3} Па;

d – внутренний диаметр трубы, м.

Рассчитываем число Хедстрема в бурильных трубах.

$$He = 6 \times 1200 \times \frac{0,1086^2}{(12 \times 10^{-3})^2} = 589698.$$

Рассчитываем число Хедстрема в УБТ:

$$He = 6 \times 1200 \times \frac{0,090^2}{(12 \times 10^{-3})^2} = 405000.$$

Рассчитываем число Хедстрема для кольцевого пространства:

$$He = \tau_0 \rho_{б.р.} \times (D_B - d_H)^2 / \eta^2$$

Где $D_B - d_H -$

наружный и внутренний диаметр рассматриваемых труб, м.

Рассчитываем число Хедстрема в УБТ для кольцевого пространства:

$$He = 6 \times 1200 \times \frac{(0,216 - 0,178)^2}{(12 \times 10^{-3})^2} = 72200$$

Определяем скорость течения в кольцевом пространстве между скважиной и бурильными трубами

$$He = 6 \times 1200 \times \frac{(0,216 - 0,127)^2}{(12 \times 10^{-3})^2} = 39605B$$

кольцевом пространстве между обсадной колонной и бурильными трубами:

$$He = 6 \times 1200 \times \frac{(0,2267 - 0,127)^2}{(12 \times 10^{-3})^2} = 497004.$$

Далее рассчитываем критическое число Рейнольдса для соответствующих участков циркуляционной системы

$$Re_{кр} = 7,3He^{0,58} + 2100, \quad (2.42)$$

Где $He -$ число Хедстрема

$$Re_{кр} = 7,3 \times 589698^{0,58} + 2100 = 18329$$

$$Re_{кр} = 7,3 \times 405000^{0,58} + 2100 = 15151$$

$$Re_{кр} = 7,3 \times 72200^{0,58} + 2100 = 6900$$

$$Re_{кр} = 7,3 \times 396050^{0,58} + 2100 = 14983$$

$$Re_{кр} = 7,3 \times 497004^{0,58} + 2100 = 16796$$

Критическая скорость течения для всех участков циркуляционной системы рассчитывается по формуле:

При турбулентном режиме $v > v_{кр}$. Для потока в трубах

$$v_{кр} = \eta Re_{кр} / \rho_{б.р} d, \quad (2.43)$$

а в кольцевом пространстве

$$(v_k) = \frac{\eta(Re_k)}{\rho_{б.р}(D_c - d_H)},$$

$$v_{кр} = 12 \times 10^{-3} \times 18329 / (1200 \times 0,1086) = 1,7 \text{ м/с};$$

$$v_{кр} = 12 \times 10^{-3} \times 15151 / (1200 \times 0,090) = 0,85 \text{ м/с};$$

$$(v_k) = 12 \times 10^{-3} \times 6900 / (1200(0,216 - 0,178)) = 1,82 \text{ м/с};$$

$$(v_k) = 12 \times 10^{-3} \times 14983 / (1200(0,216 - 0,127)) = 1,68 \text{ м/с};$$

$$(v_k) = 12 \times 10^{-3} \times 16796 / (1200 \times (0,2267 - 0,127)) = 1,69 \text{ м/с}.$$

Поскольку $v > v_{кр}$, режим течения в бурильной колонне турбулентный, а в кольцевом пространстве, где $v < (v_k)_{кр}$, – ламинарный.

Рассчитываем гидравлические потери при турбулентном течении бурового раствора:

Рассчитываем коэффициент Рейнольдса для турбулентного течения жидкости

$$Re_{кр} = v_B d \rho_{б.р} / \eta, \quad (2.44)$$

Гидравлические потери при турбулентном течении можно рассчитывать по формуле:

$$\lambda_1 = \psi / Re^{0,25}, \quad (2.45)$$

Где $\psi = 0,3164$ для труб круглого поперечного сечения;

$\psi = 0,339$ для кольцевого пространства;

λ = коэффициент Блазиуса.

Гидравлические потери по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\rho_m = \gamma_m \rho_{б.р} \frac{l}{d_1} \frac{v^2}{2}, \quad (2.46)$$

Производим расчет гидравлических потерь для колонны бурильных труб:

$$Re_{кр} = 2,5 \times 0,108 \times 1200 / 12 \times 10^{-3} = 27000$$

$$\lambda_1 = 0,3164 / 27000^{0,25} = 0,0247$$

$$\rho_m = 0,0274 \times 1200 \times 2699 \times 2,5^2 / (2 \times 0,108) = 2,7 \text{ МПа}$$

Производим расчет гидравлических потерь для колонны УБТ

$$Re_{кр} = 3,65 \times 0,090 \times 1200 / 12 \times 10^{-3} = 32850$$

$$\lambda_1 = 0,3164 / 32850^{0,25} = 0,024$$

$$\rho_m = 0,024 \times 1200 \times 51 \times 3,65^2 / (2 \times 0,090) = 0,11 \text{ МПа}$$

В кольцевом пространстве между скважиной и УБТ

$$Re_{кр} = 1,98 \times (0,216 - 0,178) \times 1200 / 12 \times 10^{-3} = 31662$$

$$\lambda_1 = 0,3164 / 13662^{0,25} = 0,029$$

$$\rho_m = 0,029 \times 1200 \times 51 \times 3,65^2 / (2 \times (0,216 - 0,147)) = 0,05 \text{ МПа}$$

Производим расчет в кольцевом пространстве между скважиной и бурильными трубами

$$Re_{кр} = 0,97 \times (0,216 - 0,127) \times 1200 / 12 \times 10^{-3} = 8633$$

$$\lambda_1 = 0,3164 / 8633^{0,25} = 0,033$$

$$\rho_m = 0,033 \times 1200 \times 2699 \times 0,97^2 / (2 \times (0,216 - 0,127)) = 0,56 \text{ МПа}$$

Так как по данным расчетам в кольцевом пространстве между обсадной колонной и бурильными трубами течение жидкости является ламинарным, гидравлические потери в кольцевом пространстве определяем, как:

Число Сен-Венана и Рейнольдса для кольцевого пространства

$$Sen_k = \tau_0 (D_c - d) / \eta v_k, \quad (2.74)$$

Гидравлические потери в кольцевом пространстве при ламинарном течении бурового раствора.

$$p_k = \frac{4\tau_0 l_k}{B_k (D_c - d)}, \quad (2.48)$$

Число Сен-Венана и Рейнольдса для кольцевого пространства

$$Sen_k = 6 \times \frac{(0,2267 - 0,127)}{12} \times 10^{-3} \times 1,69 = 29,4 \text{ МПа}$$

При ламинарном течении:

$$p_k = \frac{4 \times 6 \times 2699}{0,74 \times (0,2267 - 0,127)} = 0,88 \text{ МПа}$$

Рассчитываем давление в бурильных замках по формуле

$$p_{б.з} = \zeta p_{б.р} i_{б.з} \frac{v_2}{2}, \quad (2.49)$$

$i_{б.з}$ – число бурильных замков

Коэффициент местных сопротивлений сужения кольцевого пространства бурильных замком

$$\zeta_k = 2 \left(\frac{D_c^2 - d_H^2}{D_c^2 - d_3^2} \right)^2, \quad (2.50)$$

Где: d_3^2 – Диаметр муфты, м.

$$\zeta_k = 2 \times \left(\frac{0,216^2 - 0,127^2}{0,216^2 - 0,162^2} - 1 \right) = 0,29$$

$$p_{б.з} = 0,29 \times 1200 \times 125 \times \frac{1,64^2}{2} = 0,058 \text{ МПа.}$$

Рассчитываем давление в элементах наземной обвязки по формуле

$$p_{ц.с} = \sum a_i \rho_{б.р} Q^2, \quad (2.51)$$

Где a_i – коэффициент сопротивлений элемента циркуляционной системы м⁻⁴

$$p_{ц.с} = (3,4 + 1,2 + 0,43 + 1,8) 10^5 \times 1200 \times (23,21 \times 10^{-3})^2 = 0,44 \text{ МПа}$$

Потери давления на всех участках циркуляционной системы:

$$p_{\Sigma} = \sum i_p$$

$$p_{\Sigma} = 2.7 + 0.11 + 0.05 + 0.56 + 0.88 + 0.058 + 0.44 = 4.8 \text{ МПа}$$

2.13 Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин

В процессе буровых работ возможными видами аварий являются:

1) аварии, связанные с колонных бурильных труб: оставление в скважине бурильных колонн или их частей из-за поломок в теле или в соединительных элементах бурильных, ведущих и утяжеленных труб; падение в скважину элементов бурильных колонн;

2) аварии, связанные с прихватом бурильной колонны: невозможность спуска или подъема бурильной колонны; прилипание бурильных труб к стенкам скважины, заклинивание породоразрушающего инструмента, колонковых или бурильных труб, возникновение сальников в скважине, обвалы и осыпания стенок скважин, прижог бурового инструмента, затяжка бурильной колонны;

3) аварии, связанные с обсадными трубами: разъединение по резьбовым или сварным соединениям спускаемых или спущенных обсадных труб; разрыв труб по телу; падение обсадных труб в скважину; смятие и протирание обсадных труб; прихваты обсадных колонн при спуске и подъеме; отвинчивание и обрыв башмаков;

4) аварии, связанные с буровыми коронками и долотами: прижоги или оставление в скважине коронок, долот;

5) аварии, связанные со скважинными работами: обрыв и оставление в скважине различных скважинных приборов, троса или каротажного кабеля;

Анализ причин обрывов бурового снаряда сводится к следующим группам:

1) геологические: повышенная кавернозность стенок скважины; прилипание бурового инструмента, вывалы породы;

2) технические: применение изношенного бурового инструмента; низкое качество изготовления резьбовых соединений;

3) технологические: превышение предельных крутящих моментов; повышенное искривление скважины; потери промывочной жидкости;

4) организационные: неудовлетворительное материально-техническое снабжение; недостаточный контроль за состоянием бурового инструмента.

Меры предупреждения аварий, связанных с обрывами буровых труб:

– применение буровых труб, соответствующих по своей прочности выбранному режиму бурения;

– проведение систематического шаблонирования буровых труб и осмотра их соединений;

– обеспечение условия складирования и транспортировки буровых труб, не допускающие их порчу (особенно резьбовых соединений);

– проведение систематической проверки состояния спуско-подъемного инструмента, механизмов для свинчивания и развинчивания труб;

– проведение мероприятий по исключению аномального искривления скважины.

Способы ликвидации с обрывами буровых труб:

- применение отводных крюков, соединение с отдельными элементами и попытки извлечения их поочередно;
- разбуривание зоны расклинивания до накрытия расклиненного инструмента колонковой трубой, цементация интервала у верхнего конца буровой колонны с последующим забуриванием нового ствола скважины.
- при обрыве буровой колонны в результате прихвата для его ликвидации производится спуск метчика (колокола) на буровых трубах с левой резьбой и соединения с оставшейся частью буровых труб, производится левое вращение и накручивание снаряда на аварийный инструмент.

Анализ причин прихвата бурового снаряда сводится к следующим группам:

- 1) геологические: присутствие в геологическом разрезе пород, склонных к набуханию;
- 2) технологические: высокая концентрация глинистых растворов; высокая водоотдача растворов;
- 4) организационные: недостаточный контроль за состоянием бурового раствора; неоптимальный подбор режима подачи бурового раствора в скважину.

Меры предупреждения аварий, связанных с прихватами буровых колонн:

- принятие мер для исключения накопления и оседания шлама в скважине, для чего применять промывочные жидкости, соответствующие условиям бурения, в количестве, достаточном для выноса шлама;
- устройство циркуляционной системы, обеспечивающей очистку раствора;
- производство спуска инструмента в нижней части ствола скважины с промывкой и вращением;

- систематический осмотр бурильной колонны с целью выявления мест утечки промывочной жидкости;
- своевременное перекрытие обсадными трубами зон неустойчивых пород и поглощений;
- подбор промывочной жидкости, способствующей укреплению стенок скважины, и тампонажной смеси для ликвидации поглощений промывочной жидкости;
- проработка ствола скважины в зоне затяжек;
- производства спуска и подъема в этих интервалах вращением и интенсивной промывкой растворами с пониженной водоотдачей;
- принятие мер по исключению оставления бурового снаряда на длительное время на забое или в призабойной зоне при прекращении вращения и промывки.

Меры, предназначенные для ликвидации прихватов:

- ликвидация аварии натяжкой колонны;
- обуривание колонковой трубы.

Анализ причин аварий, связанных с обсадными трубами, сводится к следующим группам:

- 1) технические: применение изношенного бурового инструмента; низкое качество изготовления резьбовых соединений;
- 2) технологические: превышение предельных крутящих моментов; повышенное искривление скважины; потери промывочной жидкости;
- 3) организационные: неудовлетворительное материально-техническое снабжение; недостаточный контроль за состоянием бурового инструмента.

Меры предупреждения аварий, связанных с обсадными трубами:

- проверка обсадных труб перед спуском по диаметру, на целостность резьб и корпуса труб;
- проверка исправности бурового оборудования и спуско-подъемных приспособлений;
- производство кавернометрии скважины;

- облегчение глинистого раствора по возможности;
- принятие мер по исключению вращения обсадных труб и забивания их шламом.

Аварии данного типа ликвидируются применением различных смазок или разогревом обсадных труб с последующим их извлечением, и принятием мер, описанных выше.

Анализ причин аварий, связанных с породоразрушающим инструментом, сводится к следующим группам:

- 1) геологические: высокая твердость горных пород;
- 2) технические: применение изношенного породоразрушающего инструмента, применение некачественного породоразрушающего инструмента;
- 3) технологические: недостаточная подача промывочной жидкости; подбор неоптимальных режимов бурения.
- 4) организационные: неудовлетворительное материально-техническое снабжение; недостаточный контроль за состоянием бурового инструмента.

Меры предупреждения аварий, связанных с породоразрушающим инструментом:

- принятие мер по исключению спуска в скважину коронок и долот, имеющих дефекты резьб, трещины корпусов и матриц, люфт в опорах шарошек, с забитыми промывочными отверстиями и другими дефектами;
- наворачивание алмазных коронок и расширителей специальными ключами;
- производство подъема инструмента при резком падении механической скорости, возникновении вибрации и посторонних процессов в скважине;
- обеспечение полной герметичности всех соединений бурового снаряда;
- наблюдение за соответствием диаметров при замене породоразрушающего инструмента.

Способы ликвидации аварий, связанных с породоразрушающим инструментом:

- извлечение породоразрушающего инструмента производится с помощью специального инструмента: ловушки типа ЛМС или ЛМ;
- разбуривание породоразрушающего инструмента с последующим подъемом в колонковой трубе.

Анализ причин аварий, связанных со скважинными работами, сводится к следующим группам:

1) геологические: повышенная кавернозность стенок скважины, вывалы породы;

2) технические: применение изношенного скважинного оборудования; применение некачественного скважинного оборудования;

3) технологические: прилипание снаряда в скважине за счет свойств бурового раствора; заклинивание скважинного оборудования за счет угла наклона ствола скважины.

4) организационные: неудовлетворительное материально-техническое снабжение; недостаточный контроль за состоянием скважинного оборудования.

Меры предупреждения аварий при скважинных работах:

- ознакомление каротажной бригады перед производством работ с особенностями конструкции и состоянием скважины, с возможными зонами осложнений;

- проработка ствола скважины перед спуском геофизических и других скважинных приборов, и снарядов;

- проверка соответствия кабеля (троса) глубине производимых работ, его целостности, прочности крепления скважинных приборов и устройств;

- прекращение спуска скважинных приборов при их затяжках, поднятие приборов и повтор проработки скважины.

Способы ликвидации аварий при скважинных работах:

– при обрыве и оставлении скважинных приборов (устройств) в скважине их извлечение проводится после навинчивания ловильного колокола или накрытия колонковой трубой соответствующего диаметра.

– при обрыве каротажного кабеля или троса их извлечение производится с помощью ловителей каната. В случае невозможности извлечения кабеля (троса) производится разбуривание.

2.14 Механизация спуско-подъемных операций

Спуско-подъемные операции (СПО) при бурении решающим образом влияют на производительность буровых работ. При ручной сборке и разборке бурильной колонны эти операции весьма длительны, трудоёмки и опасны.

СПО бурильных труб осуществляется с помощью главной лебедки. Скорость подъема бурильных труб плавнорегулируемая в диапазоне от 0 до 44 м/мин. Длина свечи 22 метра. Закручивание и откручивание труб осуществляется ключами типа АКБ, УМК и ГКШ и трубодержателем (клинья). В качестве замкового механизма выступает элеватор типа КМ.

2.15 Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА)

Прогресс и высокие показатели при сооружении скважин во многом зависят от оперативного контроля за процессом бурения с помощью контрольно-измерительной аппаратуры.

Буровая установка оснащена панелью управления, на которой отображаются все параметры бурения, а также осуществляется управление всеми узлами буровой установки.

Панель управления включает в себя следующие элементы:

- уровень ПЖ в рабочих емкостях\промежуточных;
- индикатор веса БК;
- индикатор нагрузки на долото;
- индикатор давления насоса;

- индикатор расхода ПЖ на выходе с манифольда и на входе с желоба;
- индикатор количества свечей, спущенных в скважину;
- индикатор частоты вращения;
- индикатор вращающего момента ротора;
- индикатор скорости подъема элеватора.

Управление буровым оборудованием осуществляется:

- пульт управления буровой лебедки;
- пультом управления вспомогательной лебедки;
- пультом управления АКБ;
- пультом управления клиньев;
- пульт управления ВШН.

2.16 Монтаж и демонтаж бурового оборудования

Демонтаж бурового оборудования осуществляется после полного проведения буровых работ. Монтаж производится после перевозки бурового оборудования на подготовленную площадку. Предусматривается расчистка площадок под буровые работы. Для перевозки буровой установки между проектными скважинами на профилях и между профилями, а также проезда технологического транспорта производится строительство грунтовых дорог. Работы проводятся бульдозерами, экскаваторами, и самосвалами.

Перевозка буровой установки осуществляется транспортировкой отдельных блоков буровой установки, и отдельной транспортировкой основного бурового оборудования на специализированных большегрузных платформах, силами бригад. Подвод электроэнергии осуществляется путем протягивания промышленных электросетей к щитку буровой установки. Расстановка вспомогательного бурового оборудования осуществляется в непосредственной близости с буровой установкой (ДЭС, ВШН и т.д).

Основные мероприятия по оснащению отопления, освещения, устройства грозозащиты, заземления и расположения и состава противопожарного инвентаря производится вышкомонтажными и

пусконаладочными бригадами, а также другими специализированными подразделениями.

2.17 Вспомогательные и подсобные цеха

2.17.1 Виды технического обслуживания и ремонтов

Техническое обслуживание:

осуществляется для предупреждения прогрессирующего износа деталей и сопряжений путем своевременного проведения регулировочных работ, смазки, выявления возникающих дефектов и их устранения.

входит контроль технического состояния, очистка смазка, замена отдельных составляющих частей или их регулировка в целях предупреждения повреждения, а также часть работ по устранению повреждений.

выполняется согласно требованиям инструкции по эксплуатации оборудования в плановом порядке и, по возможности, во время технологического простоя оборудования. Контроль осуществляет отдел главного механика.

Техническое обслуживание подразделяется на два вида:

ежедневное ТО;

периодическое ТО, выполняемое после отработки машиной определенного количества часов или дней;

Периодическое ТО оборудования на объектах, не имеющих постоянного обслуживающего персонала, проводится силами отдела главного механика.

Ежедневное и периодическое ТО оборудование на объектах, имеющих обслуживающий персонал, проводится силами этого персонала.

Комплекс работ при техническом обслуживании:

очистка оборудования;

проверка болтовых соединений, при необходимости замена шплинтов и других элементов стопорения;

проверка соответствия показаний приборов измеряемым величинам и регулировка контрольно-измерительных приборов и аппаратуры;
проверка надежности работы пусковых и тормозных устройств;
проверка натяжения ремней, цепей и тросов;
проверка действия пневматических и гидравлических систем;
проверка состояния щитов ограждения, предохранительных клапанов;
проверка состояния смазочных систем;
замена быстроизнашивающихся деталей;
смена смазки в соответствии с картой смазки;

Текущий ремонт:

Проводится в процессе эксплуатации для гарантированного обеспечения работоспособности оборудования;

При текущем ремонте проводится частичная разборка оборудования, ремонт отдельных узлов или замена изношенных деталей, сборка, регулировка и испытание согласно инструкции по эксплуатации;

Узлы оборудования, требующие ремонта, заменяются заранее отремонтированными или новыми;

Месте эксплуатации осуществляется силами отдела главного механика, при необходимости привлекается обслуживающий персонал;

Предусматривается в нормативной документации и осуществляется в плановом порядке.

Капитальный ремонт:

Осуществляется в целях восстановления работоспособности и ресурса оборудования;

При капитальном ремонте производится полная разборка узлов, мойка и дефектация деталей и узлов, ремонт, сборка, регулировка, испытание под нагрузкой и окраска;

Производится на базах производственного обслуживания и на специализированных ремонтно-механических заводах.

Порядок сдачи в капитальный ремонт, испытание и прием после ремонта определяются техническими условиями на капитальный ремонт оборудования.

2.17.2 Организация энерго- и водоснабжения

Буровой участок полностью электрофицирован, но в случае аварии или внепланового отключения электроэнергии на неопределенный срок может быть запущена в действие дизельная электростанция. Следует отметить, что буровая установка имеет дизель-электрический привод.

Водоснабжение участка ведется за счет подземных вод, которыми также богато данное месторождение. Имеется скважина, которая подает воду в емкость для технических нужд, емкость для пожаротушения, а также через фильтр в емкость питьевой воды.

2.17.3 Транспортный цех

Транспортная связь с другими участками Восточно-Майского месторождения осуществляется посредством колесного транспорта по дороге, сооруженной из железобетонных плит, песка и гравия. Для оперативной связи с другими месторождениями и населенными пунктами осуществляют посредством пассажирских и грузовых вертолетов (МИ-8, МИ-26) – летом, а зимой – автомобильным транспортом по зимнику.

2.17.4 Связь и диспетчерская служба

Из мобильной связи на месторождении представлена только спутниковая связь Wellcom, являющейся рабочей для сотрудников ОАО «СНГ». Она используется для связи с головным офисом, а также предоставляется возможность рабочим несколько раз за вахту звонить домой. Интернет так же спутниковый и используется только для рабочих целей. Кроме того, у рабочей вахты имеется комплект раций для четкого и быстрого взаимодействия.

2.17.5 Культурно-бытовое и медицинское обслуживание

Культурно-бытовое обслуживание выполнено на высоком уровне. Все балки, столовая, баня, сушилка и туалет собраны в единый комплекс. Балки восьмиместные и выполнены в виде комнат общежития, каждая оснащена системой климатконтроля и шкафчиками для личных вещей рабочих, также имеется телевизор со спутниковым телевидением, который рабочие могут смотреть в свое свободное время. Имеется баня с парилкой и тремя душевыми местами. Также есть полностью благоустроенный туалет и умывальники. На кусте постоянно дежурит один врач, который может при необходимости оказать квалифицированную медицинскую помощь. На буровой в кабине бурильщика есть медицинская аптечка. Также на буровой есть помещения для отдыха персонала.

3. Повышение выхода керна в сложных геологических условиях

Различие горных пород, в которых отбирается керн, по литологическому составу, текстурным и структурным особенностям, а также физико-механическим свойствам может оказывать влияние на вынос керна.

Вне зависимости от применяемых технических средств вынос керна особенно низок из-за присутствия песков, слабосцементированных пород, сильно трещиноватых, неустойчивых и сыпучих песчаников, конгломератов и пород, склонных к размыву и разрушению.

Большое влияние на вынос керна оказывают слоистость породы и перемежаемость ее по литологическому составу и твердости.

На вынос керна отрицательно влияют большие углы падения пластов. Это объясняется тем, что при вскрытии такого участка разреза скважины бурголовкой порода становится подвижной и при дальнейшем углублении бурголовки разрушается и не попадает в керноприемную трубу.

Наряду с геологическими факторами, влияющими на условия кернообразования, сохранность керна в процессе бурения и извлечение его из скважины, значительную роль играют технологические особенности бурения с отбором керна.

Сегодня, благодаря современным технологиям, успешный отбор керна стал возможен для различных условий бурения.

На рынке появились керноприемные устройства, применяемые при разнообразных по физико-механическим свойствам горных породах и условиях бурения:

- серия «Недра» - для отбора керна в неосложненных условиях бурения скважин роторным способом;
- серия «Кембрий» - для условий бурения в рыхлых слабосцементированных и трещиноватых породах;
- серия «Силур» - для бурения в осложненных осыпями и обвалами условиях;

- серия «МАГ» - для отбора кернa в интервалах залегания твердых консолидированных и абразивных горных пород, в том числе из пород кристаллического фундамента турбинным способом.
- серия «Риф» - для отбора кернa из отложений рыхлых, сыпучих, сильнотрещиноватых, в том числе, рифогенных горных пород с высокими коллекторскими свойствами роторным способом;
- серия «Тенгиз» - для бурения в условиях, осложненных нефтегазопроявлениями и поглощениями промывочной жидкости в породах с высокими коллекторными свойствами.
- серия «КИМ» для отбора кернa в неосложненных условиях бурения вертикальных скважинах роторным способом и с приводом от гидравлического забойного двигателя в наклонно направленных и горизонтальных скважинах.

3.1 Технологические особенности бурения с отбором кернa.

Возрастающая механическая скорость проходки в подавляющем большинстве случаев способствует повышению процента выноса кернa. Размыв кернa промывочной жидкостью, растворение и переход его в раствор (соль, рыхлый известняк), а также вибрация породоразрушающего инструмента, как правило, являются результатом длительного их воздействия. Отсюда следует, что чем выше механическая скорость бурения, тем слабее действие перечисленных факторов.

Влияние количества промывочной жидкости на породы различной степени цементированности и прочности неодинаково. При разбурировании непрочных, подверженных размыву пород увеличение расхода промывочной жидкости, особенно при бурении турбодолотами, приводит к частичному или полному разрушению столбика кернa, преимущественно при увеличенном (высоком) керноприеме. При отборе кернa из прочных, устойчивых пород количество промывочной жидкости не влияет на вынос кернa.

Вынос керна может снижаться как при уменьшении механической скорости проходки, так и при зашламовании забоя. Последнее происходит, когда прокачиваемой жидкости недостаточно для полной очистки забоя.

Вынос керна в значительной степени зависит от вида агента, подаваемого в скважину для очистки забоя, и его свойств, в первую очередь, от водоотдачи и вязкости. Для бурения с низкой водоотдачей, что наиболее желательно при отборе керна, положительно зарекомендовали себя растворы на нефтяной основе и известково-битумные растворы на соляровом масле.

Само кернообразование, обуривание породы, не является самоцелью. КERN необходимо сохранить и извлечь на поверхность. Это полностью зависит от технологии ведения буровых работ. Помимо вышеуказанных факторов на состояние выноса керна большое влияние оказывает, отрыв инструмента от забоя вследствие неравномерной его подачи или зависания.

Отрицательное влияние на целостность и полноту выноса керна оказывает вибрация инструмента. При отборе керна в слабосцементированных породах (песчаники, рыхлые пески, конгломераты) и породах с небольшой прочностью на изгиб влияние этого явления особенно значительно.

Существенное влияние на вынос керна оказывает правильный выбор длины проходки за один рейс колонкового инструмента. Оптимальная длина рейса устанавливается с учетом свойств проходимых горных пород, применяемого инструмента и режима бурения. Увеличение длины рейса сверх оптимальной для конкретных условий приводит к уменьшению выноса керна, причем процент выноса тем ниже, чем меньше диаметр керна. При больших диаметрах керна имеется реальная возможность повысить проходку за рейс и тем самым сократить число рейсов.

Перечисленные технологические факторы имеют большое значение и от правильного их использования может зависеть эффективность бурения с отбором керна.

На керн также оказывают влияние знакопеременные нагрузки, возникающие при перекатывании шарошек долота по забою. Чем меньше шаг и высота зубьев, тем меньше воздействие на керн продольных напряжений.

Одним из условий повышения выноса керна является неподвижность колонковой трубы. Абсолютной неподвижности колонковой трубы добиться трудно, однако сократить отрицательное влияние ее вращения на вынос керна возможно. Необходимо отметить, что разрушающе действуют на керн не стенки колонковой трубы, а элементы кернорвателей, они же в большинстве случаев и соединены с колонковой трубой.

При правильном регулировании технологического процесса бурения и изучении этих факторов можно уменьшить или нейтрализовать их отрицательное воздействие на вынос керна.

Особое значение для повышения выноса керна имеют конструкция колонкового инструмента и правильный выбор технических средств и технологии бурения.

3.2 Керноотборные снаряды

Отечественной промышленностью было создано не малое количество керноотборных снарядов различных конструкций и назначения. В данной работе рассмотрим серии керноотборные снаряды, (используемые в сложных геологических условиях) такие как «Недра», «Кембрий», «КИМ», «МАГ».

Снаряд серии «Недра»

Серии «Недра» для отбора керна в породах I и II категории трудности, то есть в неосложненных условиях. Керноотборный снаряд выпускается с 5 типоразмерами диаметра корпуса (106, 133, 164, 203 мм)

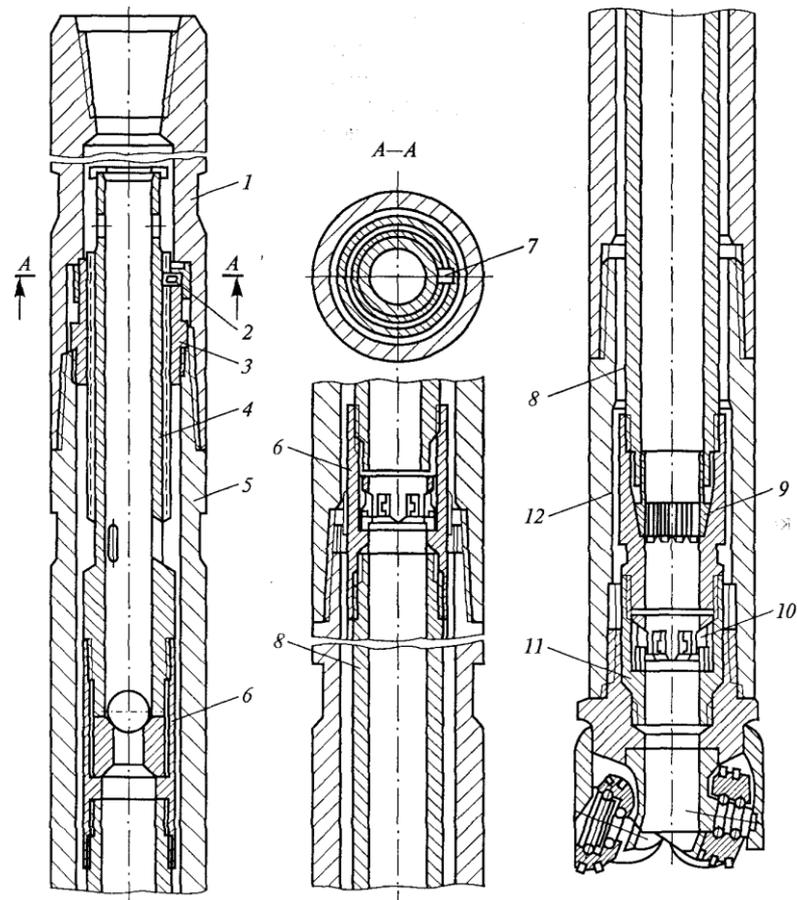


Рисунок 3.1 – Керноотборный снаряд «Недра».

1,12 — верхний и нижний переводники; 2 — кольцо-фиксатор; 3 — гайка; ~ винт; 5 — корпус; 6 — муфта; 7 — штырь; 8 — колонковая труба; 9, 10 — кернорватели; 11 — башмак

Этот снаряд состоит из двух-трех или более секций длиной по 5 м. В его состав входит корпус (рис. 3.1) верхний и нижний переводники и грунтоноски, собранная, как и корпус, из нескольких секций, соединенных муфтой-центратором. В муфте-центраторе смонтирован кернодержатель, а в нижней части грунтоноски-комплект кернорвателей. Верхняя часть грунтоноски включает узел подвески с винтом, гайкой и фиксатором и обратный клапан, состоящий из сменного гнезда-седла и шара.

Снаряд «Недра» благодаря теоретически неограниченному количеству секций позволяет отобрать керн большой длины, зависящий от стойкости бурильных головок.

Таблица 3.1 –Технические параметры керноприемных устройств «Недра»

Серия комплекса керноотборного инструмента	«НЕДРА» ("УРАЛ")				
	УКР-122/52	УКР-138/67	УКР1-164/80	УКР-164/80	УКР 203/100 (УКР 240/100)
Шифр керноприемника					
Наружный диаметр корпуса, мм	122	138	164	164	203 240
Диаметр бурильной головки, мм	139,7	158,7	187,3 212,7	187,3 212,7	269,9 295,3
Диаметр керна, мм	52	67	80	80	100
Длина устройства, мм	18190	15943	8180	15635	16210
Длина керноприемника, мм	16200	13775	7300	14300	14835
Кол-в секций, шт	3	2	1	2	2
Масса устройства, кг	100	1010	812	1569	2300

Керноотборный снаряд «Кембрий»

Серия «Кембрий» – предназначен для условий бурения в рыхлых слабоцементированных и трещиноватых горных породах. Керноотборный снаряд выпускается 4-х типоразмеров в одно– и двухсекционном исполнении с наружным и внутренним диаметром корпуса и керна 122/52, 127/67, 127/80, 172/100 мм.

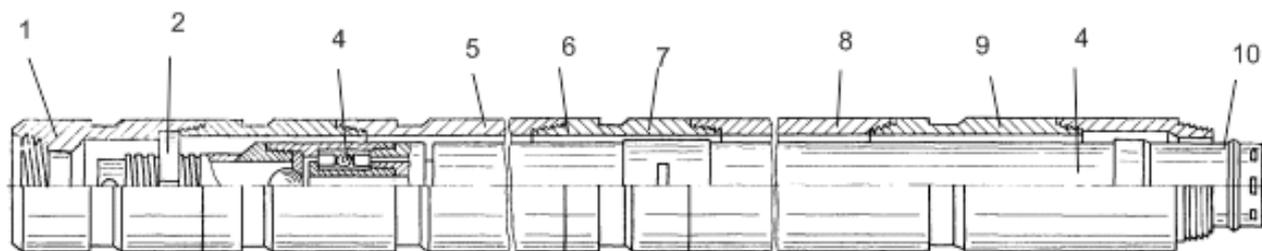


Рисунок 3.2 – Керноотборный снаряд «Кембрий»

1 – переводник верхний; 2 – головка регулировочная; 3 – стабилизатор верхний; 4 – узел подшипника шаровой подвески; 5 – корпус верхней секции; 6 – труба керноприемная; 7 – стабилизатор средний; 8 – корпус нижний; 9 – стабилизатор нижний; 10 – компоновка кернорвателей.

Конструкция регулировочной головки существенно отличает комплекс существующих керноотборных устройств от известных ранее. Благодаря головке достигается регулирование зазора между башмаком кернорвателя и бурильной головкой без подъема керноприемной трубы. Узел шарикоподшипника позволяет предотвращать вращение керноприемной трубы с кернорвателем во вращающемся корпусе. Шаровой клапан предотвращает размыв керна струей бурового раствора. Важным усовершенствованием устройства является применение съемного эжектора, монтируемого вместо шара, для создания в керноотборном устройстве обратной промывки. Это конструктивное решение позволяет повысить вынос керна за счет предотвращения заклинивания керна в верхней части керноприемника скопившимся буровым шламом.

Таблица 3.2 – Технические параметры керноприемных устройств «Кембрий»

Серия комплекса керноотборного инструмента	«КЕМБРИЙ»
--	-----------

Шифр керноприемника	УКР- 122/52	УКР-127/76	УКР-138/67	УКР-178/100
Наружный диаметр корпуса, мм	122	127	138	178
Диаметр бурильной головки, мм	139,7	139,7	158,7	187
Диаметр керна, мм	67	76	67	100
Длина устройства, мм	7190	6000	15943	16130
Длина керноприемника, мм	6150	5000	13775	14315
Кол-в секций, шт	1	1	2	2
Масса устройства, кг	400	1100	1010	1405

Керноотборный снаряд МАГ

Керноотборный снаряд магазинного типа, разработан для отбора керна из трещиноватых пород, склонных к разрушению и самозакаливанию. Вращение снаряда предусмотрено как ротором, так и забойным двигателем.

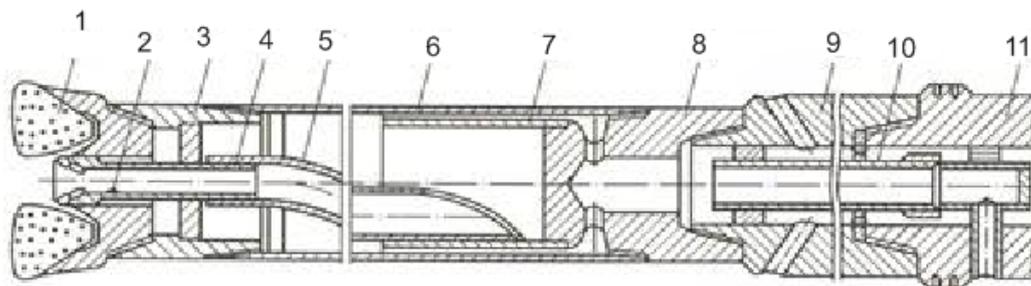


Рисунок 3.3 – Керноотборный снаряд «МАГ»

1 – бурильная головка; 2 – кернолом; 3 – переводник; 4 – керноприемная труба с опорной плитой и соединением с кернорвателем; 5 – изогнутая керноприемная труба с упорным фланцем; 6 – наружный корпус; 7 – юбка для изменения обратного потока;

8 – специальный переводник для обратной промывки; 9 – утяжеленная бурильная труба с отверстиями; 10 – узел обратной промывки.

Керноотборный снаряд работает по принципу разделения потока промывочной жидкости, часть которой поднимает кусочки керна в магазинную полость. Разделение потока промывочной жидкости

осуществляется промывочными отверстиями в переводнике и бурильной головке. Исследованиями О.Ю. Бергштейна и М.И. Ворожбитова (1979 г.) установлено, что для подъема керна диаметром 60 мм в магазин достаточно расхода потока 1,3 л/с.

Опыт применения МАГ-195-214/60 в скважине треста Львовнефтегазразведка Залужаны-30 для отбора керна глубже 3500 м из трещиноватых, слабосцементированных отложений показал, что вынос керна достигал здесь выше 80 %.

При отборе керна этим снарядом с бурильной головкой 2В-К214/60ТКЗ при применении винтового двигателя Д2-172М и турбобура А7Н4С на глубинах больше 7000 м в кристаллических породах вынос керна составил 95 %, в среднем 63,2 %. Проходка за рейс составила около 8 м.

Керноотборный снаряд КИМ

Керноотборный снаряд КИМ, является аналогом устройства «Недра» и предназначен для отбора керна диаметром от 67 до 144 мм, как роторным способом, так и с приводом от гидравлического забойного двигателя, в том числе в наклонных и горизонтальных скважинах.

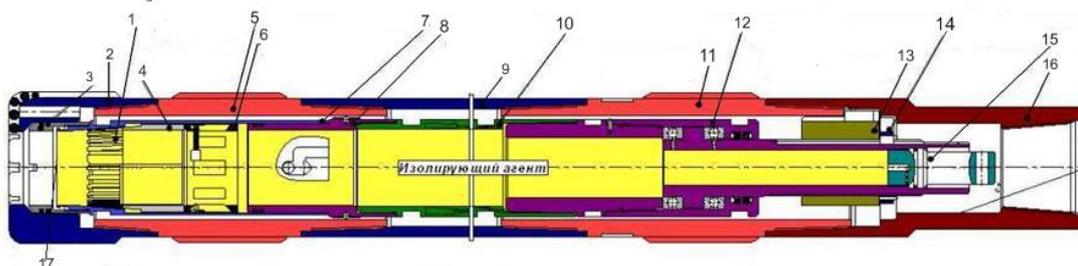


Рисунок 3.4 – Керноотборный снаряд КИМ

- 1 – цанговый кернорватель; 2 – бурголовка; 3 – наконечник;
- 4 – втулка поджимная; 5 – переводник центратор; 6 – рычажковый кернорватель; 7 – байонет; 8 – наконечник байонета; 9 – корпус;
- 10 – керноприемник; 11 – переводник центратора; 12 – подвесная опора;
- 13 – гайка регулировочная; 14 – кольцо стопорное; 15 – пробка;
- 16 – переводик; 17 – диафрагма

Основные особенности его – это размещение керноприемной трубки внутри трубы – кожуха снаряда и, тем самым, подача промывочной жидкости на забой происходит по межтрубному пространству (мимо керна). Внутренняя полость керноприемной труды заполнения инертным изолирующим агентом (в частности, маслом). Расстояние между нижними кромками резцов бурголовки и низом керноприемной трубы минимизировано, каналы выхода промывочной жидкости из бурголовки направляют струю на внешнюю стенку забоя, все это снижает время контакта выбуриваемого керна с, а в сочетании с противоточным вытеснением керном изолирующего агента на забой, минимизирует опережающую фильтрацию промывочной жидкости в керн.

В дополнение к изолирующей технологии, специальный способ отбора с герметизацией внутренней полости керноприемной трубки под забойным давлением, позволяет сохранить пластовые условия не только по остаточной водонасыщенности, но по флюидонасыщению и геохимическим показателям пород.

Диаметр отбираемого керна: 80, 100 и 120 мм; длина отбора 6,5 м и 13 и 19 м, соответственно для одно-, двух- и трех- секционных снарядов. Расстояние от низа снаряда до разделительной эластичной диафрагмы 2,5-3,5 см.

Таблица 3.3 –Технические параметры керноприемных устройств «КИМ»

Серия комплекса керноотборного инструмента	«КИМ»				
Шифр керноприемника	КИМ-127x67(52)	КИМ-172x80	КИМ2-172x80	КИМ-195x100	КИМ2-195x100
Наружный диаметр корпуса, мм	127	172	172	195	195

Диаметр бурильной головки, мм	139,7	187,3	187,3	212,7	212,7
Диаметр керна, мм	52	80	80	100	100
Длина устройства, мм	6000	8000	15000	8000	15000
Длина керноприемника, мм	5150	6315	14000	6315	14000
Кол-в секций, шт	1	1	2	1	2
Масса устройства, кг	100	800	1500	1000	1800

3.3 Анализ керноотборных снарядов и выбор оптимального варианта керноотборного снаряда

Основные параметры керноотборных снарядов не стандартизованы, но их размеры и присоединительные резьбы привязаны к требованиям действующих стандартов на гидравлические забойные двигатели, присоединительные размеры замковых резьб бурильных, утяжеленных бурильных труб, переводников и буровых долот. Они обладают специальными показателями, которые характеризуют качество с точки зрения отбора керна.

К ним относятся:

Коэффициент керноотбора K_1 и коэффициент керноприема K_2 .

Коэффициент керноотбора – $K_1 = D_k / D_r$,

Где D_k – наружные диаметр керна;

D_r – наружный диаметр бурильной головки.

Чем больше K_1 , тем лучше керноотборное устройство удовлетворяет требованиям отбора керна максимально возможного диаметра.

Коэффициент керноприема $K_2 = D_k / h_k$,

Где h_k – расстояние от забоя до выхода в керноприёмное устройство.

Чем больше K_2 , тем меньше керн подвергается прямому воздействию потока промывочной жидкости и вращающегося бурового инструмента, тем

меньше керн подвергается деформации и разрушению от динамического воздействия корпуса и бурильной головки.

Что касается степени совершенства керноотборных устройств серии «Недра» и «Кембрий», то коэффициент керноотбора $K_1 = 0,37-0,38$. Коэффициент керноприема K_2 «Недра» и «Кембрий» $K_2 = 0,7-10,0$. Керноотборный снаряд «КИМ» является аналогом керноотборного снаряда «Недра», что сказывается на его коэффициенте керноотбора и керноприема, то он будет аналогичный керноотборным снарядам «Недра» и «Кембрий».

Керноприемные устройства большинства серий однотипны и состоят из корпуса и керноприемника. Керноприемник вверху подвешен на регулировочной головке и оснащен узлом подшипников, предотвращающим его вращение. Внизу керноприемник оборудован кернорвателями различной конструкции (цанговые и лепестковые в различном сочетании).

Для отбора керна из зон дробления, интервалов кор выветривания, слабо консолидированных и рыхлых пород, размываемых промывочной жидкостью и разрушаемых вибрациями керноотборного инструмента, широко используется кернорватель типа Р26 (рис.3.5), имеющий вращающуюся быстроразъемную обойму с рычажками, почти полностью перекрывающими керноприемную полость после отрыва керна. Такое конструктивное исполнение позволяет сохранять керн при подъеме. Все вышеописанные устройства могут быть использованы на различных глубинах при любых реальных температурах и режимах бурения.

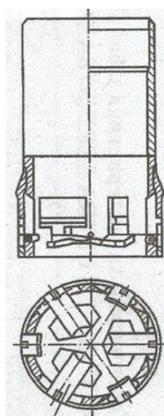


Рисунок 3.5 – кернорватель типа Р26

Конструктивной особенностью керноприемных устройств отечественного производства является регулировочная головка, а именно: требуемый зазор между башмаком кернорвателя и бурильной головкой достигается без извлечения керноприемника и его подвески, что экономит время вспомогательных работ на буровой и повышает безопасность труда персонала. Корпус и керноприемник изготавливаются из цельнотянутых легированных стальных труб. Специальная обработка корпуса снижает интенсивность износа и повышает срок службы соединений. Конструкция узла подшипников подвески предотвращает вращение керноприемника.

Недостатком известных снарядов серии «Недра» и аналоговых снарядов является ненадежность работы узла отделения керна в процессе отрыва керна от забоя и последующего удержания его в керноприемнике при подъеме на поверхность, обусловленная отсутствием взаимодействия между кернорвателями ввиду их размещения в отдельных деталях - переводнике и башмаке. Поэтому при отборе керна из достаточно твердых и плотных пород, когда из-за низкой механической скорости бурения и значительного количества оборотов бурголовки вокруг выбуренного керна, в результате чего поверхность выбуренного образца керна будет гладкой, возможна ситуация, когда при отделении керна путем отрыва снаряда от забоя рычажки рычажкового кернорвателя будут проскальзывать по поверхности керна, не зацепляясь за нее. Вместе с тем возможно несрабатывание и цангового кернорвателя, поскольку при его заклинке в переводнике шламом или твердой фазой бурового раствора с одновременной заклинкой подвески керноприемника, последний вместе с цанговым кернорвателем будет вращаться вокруг выбуриваемой колонки керна. А это приведет из-за абразивного износа о горную породу как к интенсивному износу кернозахватных наплавов цангового кернорвателя и увеличению внутреннего диаметра цанги, так и к выглаживанию и снятию неровностей на поверхности керна, в результате чего не будет обеспечен захват керна. Таким образом,

отсутствие взаимодействия между кернорвателями приведет к тому, что оба кернорвателя при отрыве снаряда от забоя с целью отделения керна будут проскальзывать по колонке керна, не захватывая ее, что приведет к потере керна и к снижению его выноса.

Другой важной особенностью является применение в керноприемном устройстве серии "МАГ" - эжектора, использование которого позволяет обеспечить высокий процент выноса керна за счет создания в керноприемнике обратной промывки.

Внедрение керноотборных устройств с принудительным отрывом керна от забоя и полным перекрытием торца керноприемника типа КИМ, позволило отбирать керн с сохранением пластового давления.

Одним из основных критериев при бурении разведочных скважин является получение характеристик и свойств нефтегазосодержащих пород, полученных при изучении керна, отобранного в процессе бурения керноотборными снарядами.

Восточно-Майское месторождение, как и подобные ему нефтяные месторождения Томской области, сформировано породами, характеризующимися высокой кавернозностью и трещиноватостью и разрушающимися в ходе бурения при воздействии на них параметров режима бурения и конструкции керноотборного снаряда. Данные отложения сложены различными породами состава – темно-серыми аргиллитами, с маломощными прослоями песчаников и алевролитов, углей, соответственно, присутствует широкий разброс сложных геологических условий, при наличии пород твердых сильно трещиноватых и разрушенных с невысокими показателями механических свойств, а также пород поглощающих, гидратирующихся пород при взаимодействии с промывочным раствором. В подобных условиях получение необходимого количества качественного керна существенно осложняется.

Оптимальным вариантом керноотборного снаряда для данных геологических условий Восточно-Майского месторождения, является

керноборный снаряд серии «КИМ», так как его конструктивной особенностью является размещение керноприемной трубки внутри снаряда, тем самым при подаче промывочной жидкости на забой, жидкость будет проходить по межтрубному пространству мимо керна, тем самым отбуренный образец керна не будет подвергаться размыванию и растворению.

Так же важной особенностью данного снаряда является способ отбора керна с герметизацией внутренней полости керноприемной трубки под забойным давлением, позволяет сохранить пластовые условия.

При бурении снарядами серии КИМ выход керна составляет 90% и более (из неконсолидированных пород не менее 75%). Стопроцентный выход керна позволяет с полной достоверностью изучать горные породы, пересечённые буровой скважиной, и определять запасы полезного ископаемого.

Таким образом в рассмотрении вопроса о повышении выхода керна в сложных геологических условиях были рассмотрены серийные керноотборные снаряды отечественного производства и их эксплуатация в различных осложнённых ситуациях, возникающих при отборе керна. Были рассмотрены конструктивные особенности серийных снарядов и их технические параметры. Произведен наиболее оптимальный выбор керноотборного снаряда для геологической характеристики Восточно-Майского месторождения.

4. Социальная ответственность при проведении буровых работ

В современных условиях становится все более очевидным то обстоятельство, что социально ответственное поведение всех составляющих субъектов общества - государственных органов власти, корпоративных структур, общественных организаций - является гарантией устойчивого экономического и социального развития.

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) представляет собой ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров, согласно [ГОСТ Р ИСО 26000-2012] [1].

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассмотрена безопасность проведения работ на полевом этапе, выявлены вредные и опасные факторы, рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, а также описана чрезвычайная ситуация, которая может возникнуть при сооружении скважины, и предложены пути ее ликвидации.

Введение

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект, реализация которого предполагает проведение полевого этапа работ, заключающегося в сооружении разведочной скважины на территории Восточно-Майского нефтяного месторождения.

В административном отношении территория работ относится к Томской области Кargasокского района. Кargasокский район расположен в северной части Томской области и имеет субширотное расположение территории по бассейнам основных притоков р. Обь - от восточных границ области бассейн р. Тым к западным бассейн р. Васюган. На севере Кargasокский район граничит с Александровским районом и Тюменской областью, на востоке – с Верхнекетским, Парабельским районами Томской области и Красноярским краем, на юге – с Новосибирской областью, на западе – с Омской и Тюменской областями. Расстояние от с. Кargasок до Томска – 460 км. Вся территория приравнена к районам Крайнего Севера.

Климат округа резко континентальный, характеризуется быстрой сменой погодных условий особенно в переходные периоды. Зима холодная, продолжительная. Средняя температура января $-23,5^{\circ}\text{C}$. Лето умеренно-тёплое, средняя температура июля $+15^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое количество осадков 450 – 500 мм. Средняя скорость ветра 2 – 3 м/сек, зимой до 15 м/сек.

4.1 Производственная безопасность

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 1 «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы в процессе строительства наклонно-направленных скважин».

Для создания безопасных условий труда, а также для предотвращения несчастных случаев, работающих вводятся правила по охране труда и техники безопасности. Данные правила являются обязательными для исполнения всеми рабочими.

Опасным производственным фактором (ОПФ), согласно трудовому кодексу [3], называется такой производственный фактор, воздействие которого в определенных условиях приводят к травме или другому внезапному, резкому ухудшению здоровья.

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется фактор, который, действуя на работника, снижают его работоспособность или приводит к различным заболеваниям.

1.2 Анализ вредных факторов рабочей зоны и обоснование мероприятий по их устранению

Для анализа вредных факторов рабочей зоны рассмотрим основные элементы производственного процесса, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы в процессе строительства скважин

Наименование видов работ	ФАКТОРЫ ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Разборка, ремонт и сборка отдельных узлов и механизмов простого нефтепромыслового оборудования и оборудования необходимого в процессе строительства скважин; 2. Бурение и крепление скважин	1. Превышение уровней вибрации и шума; 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные) 2. Электрический ток;	ГОСТ 12.1.003-2015 ГОСТ 12.1.012-2004 [9] ГОСТ 12.1.005-2000 [10] ГОСТ 12.1.030-2001 [11] ГОСТ 12.4.011-2001 [12]

<p>3. Обработка паром высокого давления оборудования скважин и выкидных линий; 4. Расшифровка показаний приборов контроля и автоматики.</p>			<p>ГОСТ 12.2.062-2001[13] ГОСТ 12.2.003-2001[14] ГОСТ 12.1.038-2001[20] ГОСТ 12.1.019-2009[15] ГОСТ 12.1.011-88[10] ГОСТ 12.1.010-89[17]</p>
---	--	--	--

4.1.1 Превышение уровней вибрации и шума

При бурении скважин используются различные машины и механизмы, при работе которых, в ряде случаев увеличивается уровень шума и вибраций, к ним относятся: электромоторы, лебедки, вибросита, буровые насосы, ротор и др. Шум и вибрация оказывают вредное воздействие на организм человека. Сильный шум нарушает нормальную деятельность нервной, сердечнососудистой и пищеварительной системы, вызывает переутомление. Вредное воздействие вибрации выражается в возникновении вибрационной болезни.

Таблица 1.2 Нормируемый диапазон частот [ГОСТ 12.1.012-90]

Вид вибрации	Частота, Гц
Локальная	1; 2; 4; 8; 16; 31; 5; 63; 125; 250; 500; 1000
Общая	0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80

Норму вибрационной нагрузки на оператора устанавливают для длительности 8 ч, соответствующей длительности рабочей смены, в зависимости от временной структуры рабочей смены.

Таблица 1.3 Допустимые уровни звукового давления [ГОСТ 12.1.003-83]

Рабочие места	Уровни звукового давления дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	1,5	3	25	50	00	000	000	000	000	50
Постоянные рабочие места в производственных помещениях	07	5	7	2	8	5	3	1	9	80

Для того, чтобы снизить вредное воздействие шумов и вибраций на буровой необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали.

Если подавить шум в источнике возникновения невозможно, то следует применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны ПП-80, ПА/О, ПА/С.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования и защиты работающих от вибрации используют различные методы. Борьба с вибрацией в источнике возникновения связана с установлением причин появления механических колебаний и их устранением, например замена кривошипных механизмов равномерно вращающимися, тщательный подбор зубчатых передач, балансировка вращающихся масс и т.п. Для снижения вибрации широко используют эффект вибродемпфирования - превращение энергии механических колебаний в другие виды энергии, чаще всего в тепловую. С этой целью в конструкции деталей, через которые передается вибрация, применяют материалы с большим внутренним трением: специальные сплавы, пластмассы, резины, вибродемпфирующие покрытия. Для предотвращения общей вибрации используют установку вибрирующих машин и оборудования на самостоятельные виброгасящие фундаменты. Для ослабления передачи вибрации от источников ее возникновения полу, рабочему месту, сиденью, рукоятке и т.п. широко применяют методы виброизоляции. Для этого на пути

распространения вибрации вводят дополнительную упругую связь в виде виброизоляторов из резины, пробки, войлока, асбеста, стальных пружин. В качестве средств индивидуальной защиты работающих используют специальную обувь на массивной резиновой подошве. Для защиты рук служат рукавицы, перчатки, вкладыши и прокладки, которые изготовляют из упругодемпфирующих материалов.

Уровни вибраций в соответствии с гигиеническими нормами, установленными ГОСТ 12.1.012.-90 [19], уровень шума на рабочих местах по ГОСТ 12.1.003-83[18].

4.1.2 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Резкие изменения температуры окружающей среды, да и просто работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека. Это приводит к нарушению в работе, снижению активности и т.д.

Среднегодовая температура воздуха на Восточно-Майского участке составляет минус 3,58 °С. Средняя максимальная температура воздуха наиболее жаркого месяца года составляет 24,0 °С, средняя температура наиболее холодного месяца минус 26,8 °С. Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам.

При температуре от -35°С до -40°С с ветром более 3-х баллов и -40 °С без ветра, работникам, работающим на открытом воздухе, предоставляется перерыв для обогрева 10 минут через каждый час работы. При температуре от -40°С до -45°С с ветром более 3х баллов и от -45°С до -50°С работы прекращаются.

Скорости ветра в долинах минимальные зимой и летом (4,44-5,14 м/с в среднем за месяц), весной и осенью они возрастают незначительно (до 5,93 м/с).

Работники, которые трудятся на открытом воздухе зимой, при низких температурах, рискуют получить травмы:

- переохлаждение организма (гипотермия);
- обморожение (руки, пальцы, нос).

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (термо белье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники с хорошей физической формой и годные по состоянию здоровья.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы:

- перегревание организма (гипертермия);
- солнечный удар.

Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противэнцефалитные костюмы.

4.1.3 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

В процессе строительства скважин есть риск возникновения утечек нефти из скважинной арматуры. При этом непременно происходит контакт человека с парами этого вещества, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни. Нефть относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/л. Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека.

Путь попадания вредных веществ в организм человека может быть одним из двух:

- через кожу (при попадании вредных веществ на нее);
- через дыхательные пути (вдыхание вредных паров в организм).

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту и тошнота – далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть.

Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот. Воздействие на человека, всего перечисленного более подробно представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Физиологическое воздействие на организм человека некоторых газов, содержащихся в нефти.

Наименование вещества	ПДК, мг/м ³	Агрегатное состояние	Класс опасности	Особенности действия на организм
Азота диоксид	2	Пары или газы	3	0
Акролеин	0,2	Пары или газы	II	
Алюминий и его сплавы	2	Аэрозоль	III	Фиброгенное действие
Аммиак	20	Пары или газы	IV	
Ангидрид серный+	1	Пары или газы	3	
Ацетон	200	Пары или газы	IV	
Бензол+	15/5	Пары или газы	2	Канцерогены
Кислота азотная	2	Аэрозоль	III	
Кислота серная	1	Аэрозоль	II	
Ксилол	50	Пары или газы	III	
Углерода оксид	20	Пары или газы	4	0

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворота. Контролировать состояние до приезда медиков.

4.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

4.2.1 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в том числе грузоподъемные)

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов (ключ АКБ, подводные ключи, роторный стол,

кран на базе ЗИЛ). Невнимательность и отсутствие защитных средств, приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм[6]:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;

- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;

- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне.

Расстояние между ограждением, изготовленным из перфорированного материала или сетки, и опасным элементом приведены в таблице.

Таблица 3 – Расстояние между ограждением

Диаметр окружности, вписанной в отверстие решетки (сетки), мм	Расстояние от ограждения до опасного элемента, м
До 8	Не менее 15
Св. 8 до 10	Св. 15 до 35
" 10 " 25	" 35 " 120
" 25 " 40	" 120 " 200

При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

4.2.3 Электрический ток

Опасность поражения электрическим током существует при работе со станцией управления насосом.

Электрический ток оказывает следующие воздействия на человека [20]:

- Термическое действие - подразумевает появление на теле ожогов разных форм, перегревание кровеносных сосудов и нарушение

функциональности внутренних органов, которые находятся на пути протекания тока.

- Электролитическое действие - проявляется в расщепление крови и иной органической жидкости в тканях организма вызывая существенные изменения ее физико-химического состава.

- Биологическое действие - вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Возникают непроизвольные судорожные сокращения мышц, опасно такое влияние на органы дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, это может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к абсолютному прекращению их функциональности.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТ 12.1.038-82[16] представлены в таблице 4.

Таблица – напряжение и ток, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки

Род тока	$U, В$	$I, мА$
	не более	
Постоянный	8,0	1,0

Примечания: 1 Напряжения прикосновения и токи приведены при продолжительности воздействий не более 10 мин в сутки и установлены, исходя из реакции ощущения.

2 Напряжения прикосновения и токи для лиц, выполняющих работу в условиях высоких температур (выше 25°C) и влажности (относительная влажность более 75%), должны быть уменьшены в три раза.

Аварийный режим работы электроустановок на нефтегазодобывающих предприятиях не допускается.

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях [6]:

- при прикосновении человеком, неизолированным от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;

- при однофазном (однополюсном) прикосновении

неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см².

Корпуса и все открытые проводящие части применяемого электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения и т.д. в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.51) путем заземления с помощью заземлителей [14].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в соответствии с требованиями ПУЭ (пункт 1.7.59) электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения (УЗО).

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

4.3 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность (ЭБ) — допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Таблица 5 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия в процессе строительства скважин

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта, растительности	Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. Восстановление ландшафта
	Загрязнение почвы химреагентами и др	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов,
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.)
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, браконьерство	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных

4.4 Экологическая безопасность

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде,

значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, воспламенения веществ и оборудования, серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, через который подаётся газ, а также при неконтролируемом газонефтеводопроявлении. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий.

Наиболее часто встречающаяся ЧС происходит в следствии серьёзного нарушения герметичности или разрушения корпуса любого элемента, что приводит к утечке газа и возможного воспламенения.

При обнаружении утечек, необходимо принять меры по предотвращению ее самовоспламенения. Обнаружение утечек производят газоанализатором или мыльным раствором.

Мероприятия по устранению ЧС:

- создать бригаду быстрого реагирования со специализированной техникой, которая в случае ЧС может откачать лишнюю воду и вывезти за пределы куста;

незамедлительно сообщать начальнику участка о возникновении данной ЧС или о возможном ее возникновении;

- в случае возникновения отключить всю автоматику;
- принять возможные меры по предотвращению ЧС до приезда бригады в случае несвоевременного обнаружения ЧС;
- в случае полной потери связи и невозможности сообщить о ЧС запустить сигнальную ракету, которая расположена в щитке безопасности.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - вид осложнения, при котором поступление флюида из пласта в скважину или через ее устье можно регулировать или приостанавливать с помощью запорного оборудования.

Газонефтеводопроявления не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной тяжелых аварий. При интенсивных проявлениях возможны случаи разрушения устьев скважин и бурового оборудования, возникновения взрывов и пожаров, сильного загрязнения окружающей среды и даже человеческих жертв.

Основной способ, позволяющий управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые выбросы промывочной жидкости, – герметизация устья специальным противовыбросовым оборудованием.

Для предотвращения выбросов и открытого фонтанирования в случае начавшегося газонефтеводопроявления необходимо (согласно «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [РД 08-254-98] [13] с учетом специфики работ, проводимых в условиях Западной Сибири):

- 1) герметизировать устье скважины преенторами, регулярно следить за их исправностью, проверять надежность системы управления ими и своевременно устранять выявленные дефекты;

- 2) систематически контролировать качество промывочной жидкости, выходящей из скважины, прежде всего плотность и газосодержание; с момента подхода к горизонту с повышенным коэффициентом аномальности, особенно к газонасыщенному, целесообразно контроль плотности и газосодержания вести непрерывно;

- 3) перед вскрытием горизонтов с повышенными коэффициентами аномальности заблаговременно увеличивать плотность промывочной жидкости в скважине до уровня, достаточного для поддержания небольшого избытка давления над пластовым, но меньше того, при котором возможно поглощение промывочной жидкости;

4) для вскрытия горизонтов со значительно повышенными коэффициентами аномальности применять промывочные жидкости с малой водоотдачей, возможно малым статическим напряжением сдвига (достаточным, однако, для удержания утяжелителя во взвешенном состоянии), малым динамическим напряжением сдвига и практически нулевым суточным отстоем;

5) тщательно дегазировать промывочную жидкость, выходящую из скважины; в случае значительного увеличения газосодержания целесообразно временно приостановить углубление скважины и, не прекращая промывки, заменить газированную жидкость на свежую с несколько повышенной плотностью;

6) тщательно следить за тем, чтобы в дегазаторах практически полностью удалялся из промывочной жидкости пластовый газ; если дегазация неполная, отрегулировать режим работы дегазаторов и при необходимости установить дополнительный дегазатор в очистной системе;

7) если при разбурировании газоносного объекта и нормальной дегазации промывочной жидкости газосодержание в выходящем из скважины потоке опасно велико, уменьшить механическую скорость проходки до уровня, при котором опасность выброса будет практически исключена;

8) иметь на буровой запас промывочной жидкости того качества, которое требуется для вскрытия горизонта с повышенным коэффициентом аномальности, в количестве не менее двух-трех объемов скважины;

9) при подъеме колонны труб доливать в скважину промывочную жидкость с таким расчетом, чтобы уровень ее всегда находился у устья;

10) в составе бурильной колонны иметь обратный клапан или над вертлюгом — шаровой кран высокого давления;

11) не допускать длительных простоев скважины без промывки.

12) при каждой промывке восстанавливать циркуляцию целесообразно при закрытом превенторе на устье.

Открывать превентор можно лишь после того, как вся газированная жидкость вышла из скважины и избыточное давление на выходе из последней снизилось до атмосферного [13].

4.5 Общие положения о работе вахтовым методом

Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Порядок применения вахтового метода утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 трудового Кодекса для принятия локальных нормативных актов. (Статья 297)

4.6 Ограничения на работы вахтовым методом

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины,

имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации. (Статья 298)

4.7 Продолжительность вахты

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 Трудового Кодекса для принятия локальных нормативных актов. (Статья 299)

4.8 Учет рабочего времени при работе вахтовым методом

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

5.1 Структура и организация формы работы бурового предприятия АО «Сибирская Сервисная Компания»

Организационная структура предприятия – структура обеспечивающая установление отношений подчинения (субординации) и согласования (достижения единого мнения, координации) в деятельности органов, задачей которых является организация выпуска продукции предприятия. Множественность элементов предприятия, представляющего собой комплекс, сложную систему, вызывает необходимость организованного руководства для обеспечения слаженности их действий. В состав органов управления входят лица, выполняющие распорядительные действия, и группы специалистов, обеспечивающие принятие решений и их реализацию путем сбора исходной информации, ее обработки, подготовки проектов решений и контроль за исполнением решений.

Во главе стоит директор, у которого есть заместители по:

- бурению,
- ремонту скважины-обеспечению производства,
- по персоналу экономике и финансам.

В основную структуру АО «Сибирской Сервисной Компании»:

- производственно-технический отдел бурения,
- техническая служба бурения,
- геологическая служба.

Функции планово-экономического отдела:

1. Экономическое планирование, направленное на организацию рациональной хозяйственной деятельности в соответствии с потребностями рынка и возможностями получения необходимых ресурсов, выявление и использование резервов производства с целью достижения наибольшей эффективности работы организации.

2. Руководство разработкой текущих планов подразделений организации по всем видам деятельности в соответствии с заказами потребителей продукции, работ (услуг) и заключенными договорами, подготовкой экономических обоснований и расчетов к ним.

3. Участие в разработке стратегии организации с целью адаптации его хозяйственной деятельности и системы управления к изменяющимся в условиях рынка внешним и внутренним экономическим условиям.

4. Руководство составлением, координация и согласование среднесрочных и долгосрочных комплексных планов производственной, финансовой и коммерческой деятельности организации.

5. Контроль за выполнением подразделениями организации плановых заданий, статический учет по всем производственным и технико-экономическим показателям работы организации, подготовка периодической отчетности в установленные сроки, анализ и систематизация статических материалов. Организационная структура предприятия представлена на рисунке

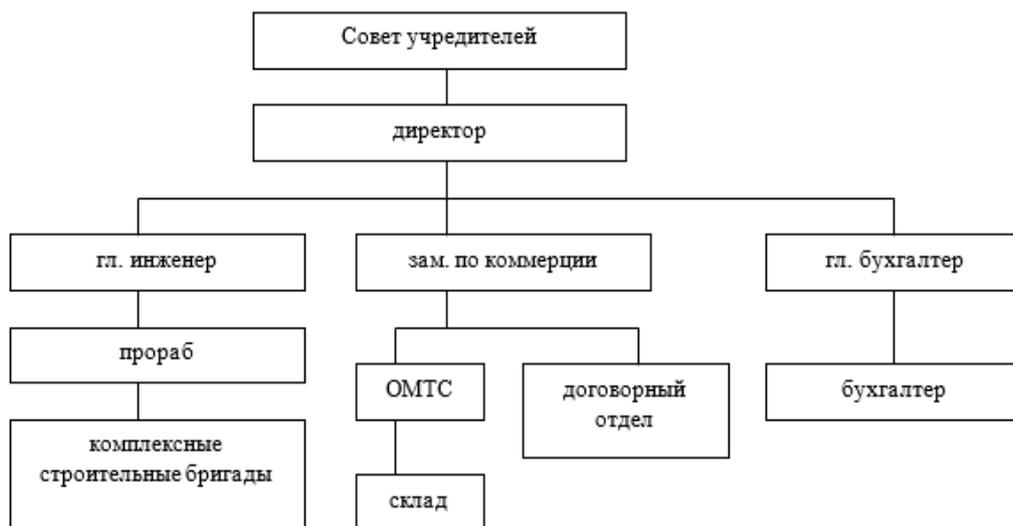


Рисунок 4.1 – Организационная структура АО «ССК»

Как видно из рисунка, организационная структура состоит из трех уровней. Первый представлен высшим уровнем управления, второй звеньями среднего уровня управления: прорабом, менеджером ОМТС, юристом договорного отдела и бухгалтером; третий - непосредственно линейными

отделениями, т.е. комплексными строительными бригадами и складом. Организационная структура предприятия носит линейно-функциональный характер. Линейно-функциональная структура наиболее эффективна при рутинных, повторяющихся, неизменных задачах и операций, которые не требуют множества контактов, частого принятия решений или постоянного внесения изменений в выполняемую работу. Именно это и характеризует рассматриваемое предприятие, поэтому данную организационную структуру можно считать оптимальной.

5.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

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

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

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

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

$$T_{Б1} = T_{Б1} \cdot h \quad (4)$$

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:

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2L} \quad (4.1)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L} \quad (4.2)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60\text{час}} \quad (4.3)$$

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

где $N_{СП}$, $N_{ПОД}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей; $T_{СП}$, $T_{ПОД}$ – соответственно время спуска и подъёма свечей, час; $T_{1СВ}$ – нормативное время на спуск и подъём 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 2750 метра (по стволу) составляет 125 часов (механического бурения), время СПО составит 16,8 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 12,8 суток.

Продолжительность бурения и крепления скважины составляет 27,3 суток.

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \text{ м/час,} \quad (4.5)$$

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

$$V_M = \frac{2750}{125} = 22 \text{ м/ час,} \quad (4.6)$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_p = A / (t_M + t_{\text{СПО}}) \text{ м/час,} \quad (4.7)$$

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

$$V_p = 2750 / (125 + 12,8) = 20 \text{ м/ч} \quad (4.8).$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = (H * 720) / T_K \text{ м/ст.мес,} \quad (4.9)$$

где T_K – календарное время бурения, час.

$$V_K = (2750 * 720) / 607 = 3216,94 \text{ м/ст.мес.} \quad (4.10)$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n} \text{ м,} \quad (4.11)$$

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{\text{ср}} = 2750 / 4 = 687,5 \text{ м.} \quad (4.12)$$

На основании вышеизложенного, составляется нормативная карта.

Таблица 4.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч					
Бурение под направление	393,7 М-	0	50	350	0,03	80	0,14	1,26	0,1	1,36
Промывка (ЕНВ)										0,02
Нарращивание (ЕНВ)	ГВУ-									0,24
Смена долот (ЕНВ)	R227									0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,96
Смена вахт (ЕНВ)										0,24
Итого:										3,85
Бурение под кондуктор	БИТ2-	50	950	2900	0,04	820	0,23	18,9	1,32	20,22
Промывка (ЕНВ)	295,3 МС									0,27
Нарращивание (ЕНВ)										6,78
Смена долот (ЕНВ)										0,41
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,37
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,59
Установка и вывод УБТ за палец										0,68
Крепление (ЕНВ)										60,04
ПГИ (ЕНВ)										5,18
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,83
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,17

Продолжение таблицы 4.1

Итого:										102,82
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ-215/100 С9	950	2636	3200	0,12	1700	0,21	19,1	2,9	22,00
Бурение (с отбором керна)		2636	2750		0,12	182	0,12	14,3	1,1	15,4
Наращивание (ЕНВ)										15,36
Смена долот (ЕНВ)										0,81
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,37
Сборка и разборка УБТ										3,18
(ЕНВ)										7,48
Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ)										72,3
ПГИ (ЕНВ)										27,52
Смена обтираторов (ЕНВ)										2,00
Проверка ПВО										18,00
Ремонтные работы (ЕНВ)										16,3
Смена вахт (ЕНВ)										4,0
Итого:										262,84
Итого по колоннам:										580,86

Продолжение таблицы 4.1

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины, сутки								25,3
Проектная коммерческая скорость, м/ст-м								3084,12
Продолжительность пребывания турбобура на забое, %								19,6

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровая бригада должна работать непрерывно, без простоев и пробурить все 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.

Линейно-календарный график представлен в таблице

Таблица 4.2 - Линейно-календарный график

Линейно-календарный график работ.													
Бригады, участв. 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													

Условные обозначения к таблице

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

5.3 Расчет сменной стоимости сооружения скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема	Итого стоимость на объем, тыс. руб.
		Ед. изм.	Количество		
ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ					
1	А. Собственно геологоразведочные				
	- проектно-сметные работы				3348,8
	- буровые работы	м	2750		170635,84
	Итого полевых работ: Σ_1				173684,64
	- организация полевых работ	%	1,2	от Σ_1	2084,22
	- ликвидация полевых работ	%	1,5	от Σ_1	2605,27
	Итого основных расходов: Σ_2				178374,13
	Б. Сопутствующие работы и затраты				
	- транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ_2	71349,65
	- строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ_2	35674,83
Итого себестоимость проекта: Σ_3				285398,6	
2	НАКЛАДНЫЕ РАСХОДЫ	%	14	от Σ_2	24972,38
3	ПЛАНОВЫЕ НАКОПЛЕНИЯ	%	15	от Σ_2	26756,19
4	КОМПЕНСИРУЕМЫЕ ЗАТРАТЫ				
	- производственные командировки	%	0,8	от Σ_1	1389,48
	- полевое довольствие	%	3	от Σ_2	5351,22
	- доплаты	%	8	от Σ_2	14269,93
	- охрана природы	%	5	от Σ_2	8918,71
5	РЕЗЕРВ	%	10	от Σ_3	28539,86
ИТОГО сметная стоимость					343867,8
Договорная цена с учетом НДС (+18 %)					407763,06

Вывод:

Данная работа является рабочим проектом на строительство разведочной скважины на Восточно-Майском нефтяном участке. В работе мы определили сроки работы, затраты времени и труда, составили смету затрат на сооружения скважины. Сметная стоимость проекта составила 407763,06 тыс./руб. Из которой основную сметную долю затрат составляет стоимость геологоразведочных работ включающие в себя большой объем работы. Так же долю расходов на сопутствующие расходы, транспортировку груза, и строительства временных зданий.

Заключение

Результатом выполнения выпускной квалификационной работы является разработка технологического проекта на сооружения разведочной скважины Восточно-Майского нефтяного месторождения; были проведены расчеты бурового и вспомогательного оборудования и режимных параметров бурения; выбор оптимальной технологии бурения для данного нефтяного месторождения; рассмотрен вопрос о повышении выхода керна в сложных геологических условиях.

В выпускной квалификационной работе рассматривается буровая установка БУ 3000 ЭУК и технические параметры; опираясь на технические параметры были произведены проверочные расчеты бурового оборудования; опираясь на результаты расчетов был произведен выбор породоразрушающего инструмента.

В специальной части выпускной квалификационной работы был рассмотрен вопрос о повышении выхода керна в сложных геологических условиях. Для данных геологических условий были рассмотрены отечественные керноотборные снаряды, приведены технические параметры и конструкции, а также выбор оптимального керноотборного снаряда для рассматриваемого месторождения.

Список литературы

1. Проектная документация ЗАО «ССК» на разработку Воточно-Майского нефтяного месторождения;
- 2.. Рязанов В.И., Борисов К. И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 93 с.;
3. Калинин А. Г., Ганджумян Р. А., Мессер А. Г. Справочник инженера–технолога по бурению глубоких скважин/Под ред. Проф. А. Г. Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 808 с.;
5. Программа бурения разведочной скважины Восточно-Майской площади. «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»
6. Буримов Ю.Г – Инженерный сервис в бурении. Долота, ГЗД, отбор керна, боковые стволы.
7. <http://stydopedia.ru/> технологии отбора керна из скважин и его подготовки к петрофизическим исследованиям .
8. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
10. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
11. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
12. ОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
13. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.

14. ОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

15. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

16. ГОСТ 12.1.011-78 (СТ СЭВ 2775-80) ССБТ. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний.

17. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность.

18. ОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

19. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

20. ОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.