

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»
Специализация – Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых
Отделение нефтегазового дела

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема проекта
Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Фёдоровском газоконденсатном месторождении (Тюменская область, ХМАО)
УДК 550.821.7:622.243.2:553.982(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Чернышев Сергей Анатольевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Шестеров Виктор Петрович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Геолого-методическая часть»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Тимкин Тимофей Васильевич	к.г.-м.н., доцент		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	к.э.н., доцент		

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., профессор		

Томск 2018

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

Школа	Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность)	21.05.03 «Технология геологической разведки»
Уровень образования	Специалитет
Отделение	Нефтегазового дела
Период выполнения	Осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы:

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Описание теоретической части проекта</i>	
	<i>Выполнение расчетной части проекта</i>	
	<i>Устранение недостатков проекта</i>	

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Шестеров Виктор Петрович	-		

СОГЛАСОВАНО:

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

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»
Специализация – Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) _____ (Дата) Немирович-Данченко М.М.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Черныщев Сергей Анатольевич

Тема работы:

Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Фёдоровском газоконденсатном месторождении (Тюменская область, ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: Фёдоровское газоконденсатное месторождение
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Технология и техника проведения буровых работ. 2. Вспомогательные и подсобные цеха. 3. Проходка направленной скважины
Перечень графического материала	1. Геологическая карта. 2. Геологический разрез. 3. Геолого-технический наряд. 4. Схема размещения бурового оборудования.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Геолого-методическая часть	Тимкин Тимофей Васильевич,
Социальная ответственность	Задорожная Татьяна Анатольевна.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Пожарницкая Ольга Вячеславовна.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Шестеров Виктор Петрович	–		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Чернышев Сергей Анатольевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Чернышеву Сергею Анатольевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Специалитет	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	Полевые работы на разведочной стадии геологоразведочных работ. Сооружение разведочных скважин при разведке Фёдоровском газоконденсатном месторождении (Тюменская область, ХМАО)
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	<p style="text-align: center;"><i>Вредные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. – Повреждения в результате контакта с насекомыми. – Недостаточная освещенность рабочей зоны. – Повышенный уровень шума и вибраций. <p style="text-align: center;"><i>Опасные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы различного оборудования. – Аппараты работающие под давлением. – Давление в пневмосистеме. – Острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности инструментов и труб. – Поражение электрическим током.
2. Экологическая безопасность	<ul style="list-style-type: none"> – Уничтожение и повреждение почвенного слоя. – Загрязнение почвы. – Усиление эрозионной опасности. – Уничтожение растительности. – Лесные пожары. – Загрязнение подземных вод
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Для района работ наиболее вероятными являются чрезвычайные ситуации техногенного характера. Одной из самых распространенных являются пожары.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<ul style="list-style-type: none"> – Специальные правовые нормы трудового законодательства. – Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Т.А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Чернышев Сергей Анатольевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Чернышеву Сергею Анатольевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	25.05.03 Технология геологической разведки

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

1. <i>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 Федоровском месторождении
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм и внутренним правилам организации
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Согласно действующему законодательству РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

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	Чернышев Сергей Анатольевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 127 страниц, 13 рисунков, 35 таблиц, 35 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: Фёдоровское месторождение; наклонно-направленное бурение; нефть; БУ 3000 ЭУК.

Объектом исследования является участок Фёдоровского месторождения в (ХМАО).

Цель работы: разработка технологии проведения работ на объекте с учётом геологических условий; планирование и организация работ на объекте, доразведка месторождения.

Проектирование включает в себя: подбор технологии и техники для сооружения скважин в пределах данного объекта; проверочные расчеты бурового оборудования; расчеты режимных параметров бурения; анализы вредных и опасных факторов при проведении геологоразведочных работ и меры по их предупреждению; подбор вспомогательного оборудования и организации работ; сметно-финансовые расчеты.

Результаты проектирования: получена полная геологическая характеристика месторождения; на основании расчетов был произведен подбор бурового оборудования для разведки данного месторождения, удовлетворяющий всем требованиям; произведен подбор вспомогательного оборудования и организации работ по его применению; был произведен анализ всех опасных и вредных факторов при буровых работах в пределах данного участка и меры по их предупреждению; произведены сметно-финансовые расчеты по данному объекту.

Основные технологические, конструктивные и технико-эксплуатационные характеристики: в проекте предоставляется подробное описание буровой установки БУ 3000 ЭУК-1 и ее комплектующих; приведены технические характеристики буровой установки в целом и каждой составляющей единицы буровой установки; на основании технических характеристик бурового оборудования, определенных методик и расчетных

формул, произведены проверочные расчеты бурового оборудования и расчеты режимных параметров бурения; на основании расчетов был произведен подбор породоразрушающего инструмента и колонкового снаряда.

Значимость работы: проведение доразведочных работ путем сооружения разведочно-эксплуатационных скважин на участке Фёдоровского нефтяного месторождения и последующей добычей углеводородов. В будущем планируется: проведение кустового бурения на данном участке; проведение добычи и транспортировки нефти, что увеличит сырьевую базу компаний ОАО «СургутНефтегаз».

ABSTRACT

Final qualifying work contains 127 pages, 13 figures, 35 tables, 35 sources, 1 app.

Keywords: Fedorovskoye field; directional drilling; oil; BU-3000EUK.

The object of research is the northern section of the deposit Fedorovskoye field in Khanty-Mansi Autonomous Area.

Purpose of work: geological research object; development technology of work on the object; development organization and management of work on the object.

During the designing process carried out: the selection technology and equipment for the construction of exploratory wells within a given object; checking calculations drilling equipment; calculations regime of drilling parameters; analysis harmful and dangerous factors during exploration and their prevention; the selection of auxiliary equipment and works; financial estimates.

As a result of designing: was given a full geological characteristic of the object; based on calculations was made the selection of drilling equipment for exploration of the deposit, satisfying all requirements; was analyzed all the harmful and dangerous factors in drilling operations within the object; made the selection of auxiliary equipment and the organization of work for its implementation; made financial estimates.

Basic constructive, technological, technical and operational characteristics: the project provided a complete description of the drilling rig BU 3000 EUK and its components; contains the technical specifications each component unit of the rig and the rig as a whole; based on the technical characteristics of drilling equipment, certain methods and calculation formulas, made calculations verification of drilling equipment and regime parameters of drilling; based on calculation has been made the selection of the rock cutting tool, drill core projectile and its components. The significance of work: conducting exploration work by constructing exploratory wells in the northern sector of Fedorovskoye oilfield and subsequent extraction of hydrocarbons will allow increasing resource base of companies JSC "Surgutneftegaz".

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	12
1 ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	13
1.1 Географо-экономические условия проведения работ	13
1.1.1 Административное положение объекта работ.....	13
1.1.2 Рельеф	13
1.1.3 Климат	13
1.1.4 Растительность. Животный мир.....	15
1.1.5 Экономическая характеристика района работ	15
1.1.6 Пути сообщения.....	16
1.2 Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ	16
1.3 Геологическая характеристика объекта геологоразведочных работ.....	17
1.3.1 Литолого-стратиграфический разрез района	17
1.3.2 Тектоника	23
1.3.3 Нефтегазоносность	23
1.3.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения	24
1.3.5 Геофизические исследования	26
1.4 Методика проведения проектируемых геологоразведочных работ	27
1.4.1 Перечень геологических задач и методы их решения	27
1.5 Полевые работы	28
1.5.1 Методика проведения буровых работ	28
1.5.2 Геолого-технические условия бурения скважин. Свойства горных пород. Характеристика разреза	29
1.5.3 Геологическая информация по скважине.....	29
1.5.4 Организация и ликвидация полевых работ	30
1.6 Оценка проницаемости и продуктивности	31
2 ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ	34
2.1 Критический анализ техники, технологии и организации буровых работ на предыдущих этапах разведки месторождения	34
2.2 Выбор способа бурения скважин и способа удаления продуктов разрушения пород при бурении.....	34
2.3 Разработка конструкции скважины	35
2.3.1 Определение диаметра скважин.....	36
2.4. Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент по интервалам	38
2.4.1 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента.....	41
2.4.2 Расчет параметров бурового раствора.....	42
2.5 Выбор буровой установки и бурового оборудования.....	45
2.5.1 Буровой насос и параметры подачи.....	47
2.5.2 Выбор источника энергии.....	49
2.5.3 Выбор бурильных и ведущих труб	51
2.5.4 Выбор гидравлических забойных двигателей	52
2.5.5 Оборудование для отбора керна	54
2.6 Обеспечение свойств очистного агента, отчистка и контроль параметров	54
2.7 Спуск и крепление обсадной колонны	61
2.8 Проверочные расчеты бурового оборудования.....	65
2.8.1 Проверочный расчет мощности привода буровой установки.....	65
2.8.2 Проверочные расчеты грузоподъемности вышки	69
2.8.2.1 Расчет и выбор талевого системы	70
2.8.2.2 Расчет нагрузки на мачту в статическом состоянии	72
2.8.2.3 Определение усилий в ветвях талевого системы.....	73
2.8.2.4 Определение нагрузки на вышку при подъеме инструмента.....	75
2.8.2.5 Определение КПД талевого системы.....	75

2.8.2.6	Определение грузоподъемности талевого системы	76
2.8.2.7	Расчет талевого каната	76
2.8.2.8.	Определение количества свечей, поднимаемых на каждой скорости лебедки	77
2.8.3	Проверочный расчет бурильных труб на прочность	78
2.8.3.1	Расчет колонны бурильных труб в верхнем сечении	78
2.8.3.2	Расчет колонны бурильных труб в нижнем сечении	82
2.8.3.3	Расчет колонны бурильных труб в нулевом сечении	85
2.9	Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин	87
2.10	Механизация спуско-подъемных операций	92
2.11	Использование буровой контрольно-измерительной аппаратуры (БКИА)	93
2.12	Монтаж и демонтаж бурового оборудования	93
3	ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ И ПОДСОБНЫЕ ЦЕХА	95
3.1	Виды технического обслуживания и ремонтов	95
3.2	Организация энерго- и водоснабжения	96
3.3	Транспортный цех	96
3.4.	Связь и диспетчерская служба	96
3.5.	Культурно-бытовое и медицинское обслуживание	96
4	СПЕЦИАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ ПРОЕКТА «ПРОХОДКА НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ»	97
5	Социальная ответственность при проведении буровых работ	105
5.1	Производственная безопасность	105
5.1.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	108
5.1.2	Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	111
5.2	Экологическая безопасность	115
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	118
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	122
5.4.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства	122
5.4.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	123
6	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	124
6.1	Основные проектные данные на строительство скважины	124
6.2	Структура и организационные формы бурового предприятия	124
6.3	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	125
6.4	Расчет сметной стоимости строительства скважины	129
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	133
	Список используемых источников:	134
	Приложение	137

ВВЕДЕНИЕ

Топливо-энергетические ресурсы составляют одну из основ экономики России. Нефть занимает лидирующее положение в развитии народного хозяйства и наряду с продуктами, получающимися после ее переработки, является не только топливом, но и ценнейшим сырьём для химической промышленности.

В настоящее время известно множество способов добычи нефти, однако наилучшим способом получения доступа к нефтяным залежам и выяснения геологического строения недр является бурение.

Отличительной особенностью бурения нефтяных скважин от геологоразведочных на твёрдые полезные ископаемые, является не только глубина, но и целый ряд особенностей технологического процесса сооружения скважин. Нефтяные скважины представляют собой сложные капитальные инженерно-технические сооружения в земной коре.

Целью данного проекта является закрепление теоретических аспектов бурения, и производство инженерных расчётов, необходимых для сооружения скважин.

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 Ханты-Мансийскому автономному округу - Югра с районным центром в г. Сургут.

Фёдоровское нефтяное месторождение расположено в Ханты-Мансийском Автономном округе Российской Федерации, ближайшим населенным пунктом является п. Ново-Федоровский, который расположен на 1 км южнее границы месторождения. Административным центром Сургутского района является г. Сургут, он находится в 50 км к югу от Федоровского месторождения. Характер местности – лесотундра. Вся территория приравнена к районам Крайнего Севера (Рис. 1.1).

1.1.2 Рельеф

Рельеф местности представлен слабовсхолмленной, озерно-заболоченной равниной с абсолютными отметками рельефа от +70 до +140 м.

Гидрографическая сеть представлена притоками реки Казым – Сунь-Юган, Ай-Сунь-Юган, Мевтынглемынг. На территории много озер глубиной 1,5-2,5 м, имеющих торфяное дно и расположенных в пределах болотных массивов. В осенне-зимний период реки и озера промерзают на глубину 0,5-1,0 м. Устойчивый для передвижения транспорта ледяной покров образуется в декабре. Для территории характерен водораздельно-долинный тип мерзлоты. Под руслами рек и озер развиты талики. Глубина залегания отдельных слоев многолетнемерзлых пород изменяется от 180 до 225 м.

1.1.3 Климат

Климат округа резко континентальный, характеризуется быстрой сменой погодных условий особенно в переходные периоды – от осени к зиме и от весны к лету. На формирование климата существенное влияние оказывают защищенность территории с запада Уральским хребтом и открытость территории с севера, способствующая проникновению холодных арктических

масс, а также равнинный характер местности с большим количеством рек, озёр и болот.

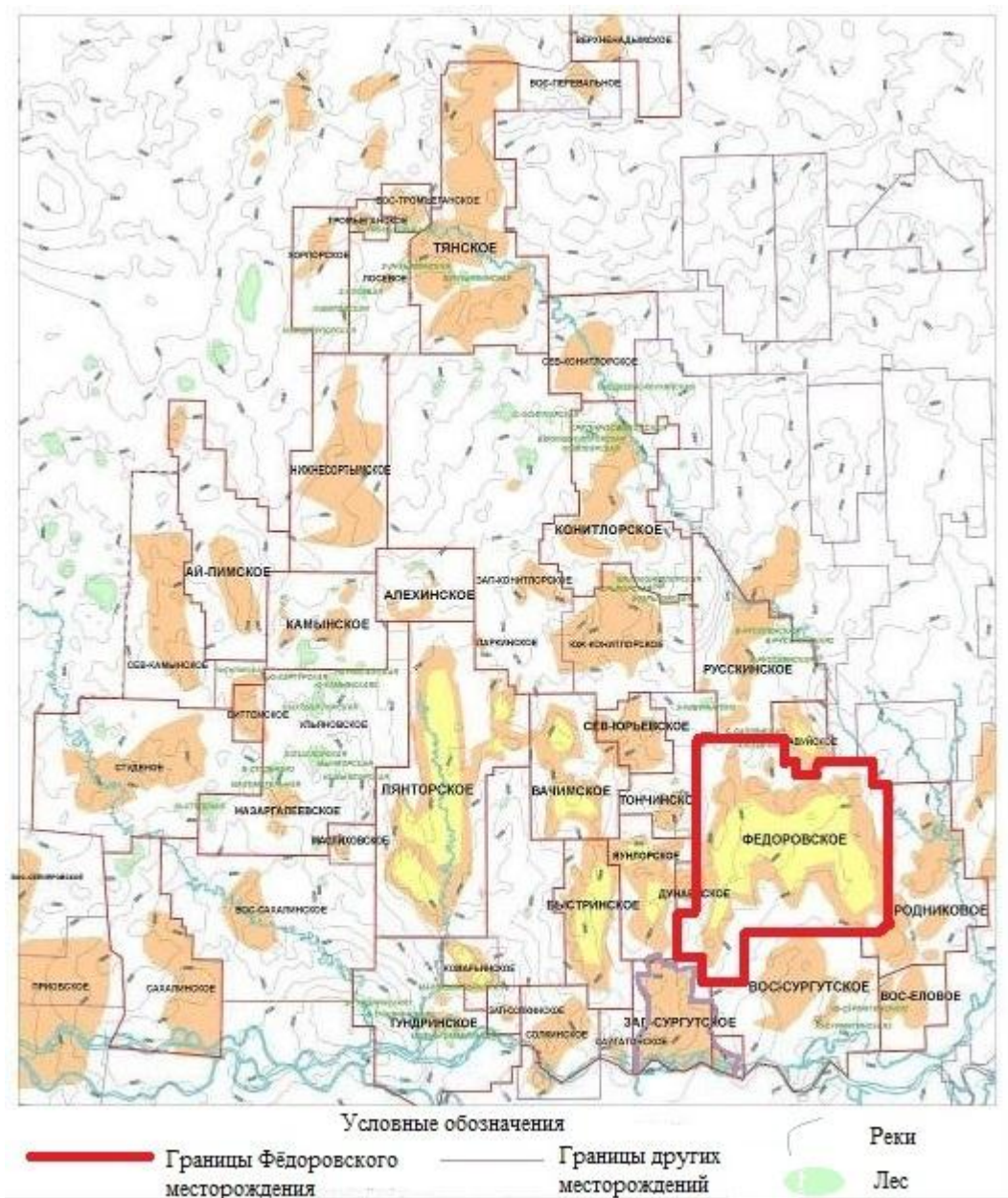


Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

Зима холодная, продолжительная – со второй половины октября до середины апреля. Средняя температура января $-23,5^{\circ}\text{C}$. Устойчивый снежный покров с конца октября по начало мая, его толщина достигает $0,7 - 2,0$ м. Среднегодовое количество осадков $450 - 500$ мм. Весна прохладнее осени, заморозки (до -2°C) возможны в первую неделю июня. Лето умеренно-тёплое,

средняя температура июля +15 °С. Осень с начала сентября до середины октября.

Ветры в течение года, преимущественно, западные и юго-западные, летом преобладают северные и северо-западные. Средняя скорость ветра 2-3 м/сек, зимой до 15 м/сек.

Минимальные температуры зимой до -55°С, максимальные летом до +35. Средняя продолжительность отопительного сезона 270 дней в году.

1.1.4 Растительность. Животный мир

Растительность представлена сообществами лесов, болот, лугов, водоёмов, тундр. Лесные массивы представлены, в основном, хвойными деревьями. В растительном покрове болот наряду с мхами значительная роль принадлежит кустарникам и лишайникам. Преобладают темнохвойные, светлохвойные, мелколиственные и смешанные леса. В них произрастают ель, кедр, лиственница, пихта, сосна. Сосновые леса сменяют темнохвойные при усилении заболачивания и на песчаных речных террасах, гривах и увалах, где образуют боры-беломошники. Сосняки-брусничники часто представляют собой вторичные леса на месте сгоревшей темнохвойной тайги. К поймам рек, низинам приурочена луговая растительность. В северных районах распространены лишайниковые сообщества, используемые в качестве оленьих пастбищ. Леса и болота богаты плодово-пищевыми видами растительности: клюквой, брусникой, черникой, голубикой, смородиной, морошкой, малиной, шиповником, черёмухой, рябиной. Из животного мира встречаются лось, медведь, лисица, заяц, ондатра, боровые и водоплавающие птицы.

1.1.5 Экономическая характеристика района работ

Экономика Сургута связана с добычей нефти и переработкой попутного газа. Крупнейшие нефтегазовые компании, штаб-квартиры которых базируются в городе – ОАО «Сургутнефтегаз» (СНГ), «Газпром трансгаз Сургут» (одна из основных составляющих российского «Газпрома») и «Газпром Переработка».

Также в городе расположены две крупные электростанции (ГРЭС) объединенной энергетической системы Урала, работающие на попутном и природном газе. Первая из них, Сургутская ГРЭС-1 мощностью 3280 МВт принадлежит ОАО «ОГК-2», вторая, Сургутская ГРЭС-2 (5600 МВт), принадлежит ОАО «Э.ОН Россия». Так как станции находятся близко друг к другу, то их вместе можно считать крупнейшей в мире ТЭС.

1.1.6 Пути сообщения

ОАО «СургутНефтеГаз» имеет возможность и необходимые мощности для строительства подъездных путей до всех участков добычи и разведки. Дороги песочно насыпного типа, на основных связующих направлениях проложен асфальт. Таким образом имеется возможность проезда специализированной тяжелой грузовой техники, а также вахтового транспорта.

1.2 Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ

Месторождение было открыто 17 августа 1971г. разведочной скважиной № 62, из которой был получен приток безводной нефти дебитом свыше 100 м³ в сутки.

Месторождению было присвоено имя лауреата государственной премии СССР Виктора Петровича Фёдорова, главного геофизика Сургутской нефтеразведочной экспедиции, который только лишь по сейсмическим данным в середине 60-х предсказал открытие Фёдоровского месторождения.

Геологический разрез месторождения представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями осадочного чехла мезозойско-кайнозойского возраста.

Промышленная нефтеносность месторождения связана с отложениями песчаного пласта ЮС₂ среднеюрского возраста.

Залежь нефти пласта ЮС₂ характеризуется низкой расчлененностью разреза, количество проницаемых пропластков в разных скважинах изменяется

от 1 до 7, в среднем коэффициент расчлененности равен 2,1. Толщины проницаемых пропластков колеблется в диапазоне от 0,4 м до 14,6 м. Коэффициент песчанности по разрезу изменяется от 0,02 до 1 и в среднем равен 0,282. Фильтрационно-емкостные свойства в целом по пласту составляют: пористость – 18,4%, проницаемость – $19 \cdot 10^{-3}$ мкм². Средняя нефтенасыщенность составляет 65,8%.

Месторождение введено в разработку в 1973 году, лицензия на разработку выдана ОАО «Сургутнефтегаз».

В настоящее время бурения кустов эксплуатационных скважин месторождения ведёт Сургутское управление буровых работ № 1, являющимся структурным подразделением ОАО «Сургутнефтегаз».

Проведение доразведки необходимо для того, чтобы уточнить новую геологическую информацию о строении месторождения, поэтому проектом предусматривается бурение разведочно-эксплуатационной скважины для подтверждения нефтегазоносности.

1.3 Геологическая характеристика объекта геологоразведочных работ

1.3.1 Литолого-стратиграфический разрез района

Характеристика геологического строения района и месторождения приведена по данным ранее пробуренных поисковых и разведочных скважин на соседних участках.

Литолого-стратиграфическое расчленение разреза осадочного чехла проведено в соответствии с унифицированными региональными стратиграфическими схемами мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины.

Геологический разрез, изученный по результатам бурения и сейсморазведочным данным в пределах Фёдоровского месторождения сложен мощной толщей осадочных терригенных пород мезозойско-кайнозойского

осадочного чехла, подстилаемых метаморфическими и эффузивными породами складчатого фундамента доюрского возраста.

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

Юрская система (J).

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

Тюменская свита (J_2) сложена уплотненными темно-серыми глинами, глинистыми песчаниками, алевролитами с прослоями углей и включениями растительного детрита, пирита. В разрезе выделяются песчаные пласты ЮС₂ – ЮС₄.

Верхнеюрский отдел представлен абалакской и баженовской свитами.

Накопление осадков в этот период на территории Западно-Сибирской плиты происходило в сложной палеофациальной обстановке. В условиях бокового некомпенсированного накопления осадков с востока на запад в верхнеюрское время территория находилась в значительном удалении от источников сноса. Как следствие, отложения верхней юры сложены, в основном, глинистыми фациями.

Породы абалакской свиты ($J_2^{bt-k} - J_3^{o-km}$) представлены глинами темно-серыми в разной степени глауконитовыми с маломощными прослоями карбонатов. Отмечаются остатки аммонитов, пелеципод, белемнитов.

Толщина отложений свиты 40 м.

Баженовская свита ($J_3^{tt} - K_1^b$) на проектном участке представлена аргиллитами битуминозными черными, с коричневым оттенком, в разной степени плитчатыми плотными с остатками фауны и прослоями глинисто-карбонатных пород.

В разрезе свиты выделены нефтенасыщенные пласты ЮС₀ и ЮС₀^к, обладающие высокими значениями коллекторских свойств за счет трещиноватости аргиллитов.

Толщина отложений свиты 60 м.

Меловая система (К).

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

В составе нижнего отдела выделяются ахская, черкашинская, алымская, викуловская, ханты-мансийская свиты. Территория проектируемых работ находится в переходной фациальной зоне, где в западном направлении наблюдается постепенная глинизация отложений неокома, имеющих в пределах Среднеобской нефтегазоносной области преимущественно песчано-алевритовый состав отложений.

Ахская свита (K_1^{b-g}) согласно залегает на аргиллитах баженовской свиты и представляет собой толщу глинистых отложений с единичными линзообразными пластами песчаников и алевролитов в нижней части. Данный тип разреза обусловлен тем, что стратиграфический диапазон свиты в фациальном отношении представлен осадками склонов и подножия склонов клиноформного комплекса, поэтому песчаные фации развиты преимущественно в интервале ачимовской толщи. Завершает разрез свиты пимская пачка глин.

Толщина отложений свиты 100 м.

Отложения черкашинской свиты (K_1^{g-br}), согласно залегающие на породах ахской свиты, подразделяются на две подсвиты, и представлены равномерным чередованием глинистых и песчано-алевролитовых пачек. К нижней подсвите приурочены песчаные пласты AC_9 , AC_9^1 , AC_9^2 , AC_{10}^1 , AC_{10}^2 , AC_{10}^3 , AC_{11} , перекрывающиеся в кровле подсвиты быстринской глинистой пачкой, являющейся субрегиональным реперным горизонтом. В отложениях верхней подсвиты выделяются пласты AC_4^0 , AC_4 , AC_{5-6} , AC_{7-8} . Большинство из них характеризуются отсутствием коллекторов, исключение составляют интервалы пластов AC_{5-6} и AC_{10}^2 .

Толщина свиты достигает 530 м.

Алымская свита (K_1^a) литологически представлена толщей глин темно-

серых, плотных, слюдистых с редкими песчано-алевритистыми прослоями в подошве.

Толщина свиты достигает 460 м.

Викуловская свита (K_1^a), сложенная алевролитами серыми и светло-серыми, уплотненными песками и песчаниками с прослоями серых алевролитовых глин и глинистых известняков. Отмечается растительный детрит, сидерит.

Толщина отложений 350 м.

Породы ханты-мансийской свиты (K_1^{al}) трансгрессивно перекрывают отложения викуловской свиты и представлены двумя подсвитами. Нижняя подсвита сложена глинами, верхняя – переслаиванием глин и песчаников.

Мощность отложений свиты составляет 180 м.

Уватская свита (K_2^s) сложена, преимущественно, светло-серыми и серыми песчаниками с редкими прослоями алевролитов субконтинентального генезиса.

Толщина свиты 280 м.

Кузнецовскую свиту (K_2^t) слагают глины серые и темно-серые, алевритистые с редкими включениями зерен глауконита. Встречаются остатки ихтиофауны, фораминиферы.

Толщина свиты 30 м.

Березовская свита (K_2^{t-km}) подразделяется на две подсвиты. Нижняя сложена преимущественно опоками и глинами. Опоки светлые, голубовато-серые, прослоями до черных, плотные, слабоглинистые. Глины темно-серые, прослоями до черных, плотные, алевритистые. В породах фауна радиолярий, фораминифер коньяк-сантонского яруса.

Верхняя подсвита сложена светлыми зеленовато-серыми глинами с редкими прослоями опок и опокovidных глин, в которых содержится фауна сантонского и кампанского ярусов.

Толщина отложений достигает 130 м.

Ганькинская свита ($K_2^{km-m}-P_1^d$) завершающая отложения меловой

системы, представлена глинами серыми, зеленовато-серыми. В породах встречаются зерна глауконита. Фауна фораминифер маастрихского яруса. Датский выделяется по положению в разрезе условно, т.к. свидетельства перерыва осадконакопления между верхнемеловыми и палеогеновыми породами не встречены.

Толщина свиты 200 м.

Палеогеновая система (P).

В составе палеогеновой системы в рассматриваемом районе выделяются морские осадки талицкой, люлинворской, тавдинской свит и континентальные отложения атлымской, новомихайловской и туртаской свит.

Литологически осадки талицкой свиты (P_1^{d-t}) представлены глинами темно-серыми, почти черными, монтмориллонитовыми, плотными, аргиллитоподобными, иногда тонколистоватыми с редкими прослоями опоковидных глин и опок. Встречаются конкреции пирита, комплексы фораминифер и радиолярий.

Толщина отложений 80 м.

Люлинворская свита (P_{1-2}^{t-1}) подразделяется на три подсвиты. Нижняя представлена глинами желтовато-зелеными тонкоотмученными с прослойками глинистых аргиллитов. Средняя подсвита сложена глинами серыми опоковидными. Верхняя включает в себя глины алевритистые с редкими прослоями глауконитовых песчаников.

Отмечены комплексы диатомитовых водорослей, радиолярий и фораминифер, а также споры и пыльца.

Толщина люлинворской свиты составляет 250 м.

Тавдинская свита (P_2^{b-p}) завершает разрез морского палеогена. Сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, тонкослоистыми до листоватыми, участками алевритистыми или с прослоями линз алевритов и линзочками бурых углей. Присутствуют единичные фораминиферы и радиолярии.

Толщина свиты до 200 м.

Континентальные осадки черталинской свиты (P_3) представлены

песками кварцевыми, серыми глинами, коричневато-серыми, зеленовато-серыми, часто комковатыми, с включением слабоуплотненных алевритов и бурых углей.

Толщина свиты 170 м.

Туртаская свита (P_3) завершает разрез палеогена. Сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, с прослоями алевритов и линзами тонкозернистого песка.

Толщина свиты 130 м.

Четвертичная система (Q).

На размытой поверхности палеогеновых образований залегают отложения, представленные в основании песками серыми, зеленовато-серыми с прослоями алевритистых глин. Выше залегают озерно-аллювиальные глины серые, коричневато-серые, морские глины с валунами, гальками и гравием, озерно-ледниковые образования. Современные осадки представлены пойменным аллювием и покровными отложениями.

Общая толщина четвертичных отложений составляет около 40 м.

Ожидаемый состав пород по основным пластам приведен в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Литологический состав горных пород по разрезу проектной разведочно-эксплуатационной скважины

интервал		Описание горной породы
От	До	
0	40	Пески, алевритистые глины с галькой и гравием, озерно-ледниковые образования. (четвертичные отложения)
40	770	Темно-серые, серые, желтовато-зеленые, зеленовато-серые глины с гнездами глауконита. (люлинворская, тавдинская, талицкая, черталинская и туртаская свиты)
770	3080	Толщей глин темно-серых, плотных, слюдистых с редкими песчано-алевритистыми прослоями в подошве. Также равномерные чередования глинистых и песчано-алевролитовых пачек. (алымская, черкашинская, ахская, викуловская и ханты-мансийская свиты)
3080	3150	Аргиллиты битуминозные черные с линзами глинисто-карбонатных пород. (баженовская, абалакская и кровля тюменской свиты)

1.3.2 Тектоника

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы Фёдоровское месторождение находится в пределах крупной структуры I порядка Казым Нижнедемьянской мегавпадины, осложненной структурой II порядка Верхнеляминской зоной прогибов. Верхнеляминская зона прогибов представлена Вынглорской малой котловиной.

Формирование юрского и мелового комплексов осадочных отложений чехла происходило в типичных платформенных условиях без унаследованного характера развития структурных форм от поверхности доюрского основания.

Характерной особенностью баженовской свиты в регионе является наличием двух типов разрезов баженовской свиты – нормального (классического) и «аномального».

На большей части территории развит аномальный тип баженовской свиты, характеризующийся наличием песчаных линз.

Вверх по разрезу структурный план сохраняет унаследованное развитие, но постепенно выполаживается. По отражающему сейсмическому горизонту «М» наиболее выраженной остается Сурьеганская структура. В пределах данной территории антиклинальных структурных форм не выявлено.

В изучаемом районе и прилегающих к нему территориях по данным сейсмических работ четко прослеживается две системы тектонических нарушений. Наиболее развитая из них, с более протяженными разломами имеет северо-западное простирание. Северо-восточная тектоническая зона характеризуется более короткими нарушениями. Большинство из них охватывают доюрский комплекс и нижнюю юру.

1.3.3 Нефтегазоносность

Промышленная залежь нефти Фёдоровского месторождения связана с региональным в Широтном Приобье нефтеносным пластом ЮС₂.

Приурочен к верхней части тюменской свиты и является наиболее перспективным объектом юрского комплекса, что подтверждается

результатами бурения и испытания скважин как на изучаемом месторождении, так и на соседних с ним Юильском, Сурьеганском, Ватлорском и др. Пласт ЮС₂ сложен неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов, участками с частыми прослоями углей. Отложения характеризуются различными по качеству коллекторами и водонефтяными контактами, что вызывает значительные затруднения при построении моделей залежей. Делится на продуктивный пропласток ЮС₂¹ и водонасыщенный ЮС₂². Покрышкой залежам является толща аргиллитов абалакской свиты.

В пределах Фёдоровского месторождения выявлено две структурно-литологические залежи с общими запасами по категории С₁: нефти – 1848/681 млн. т, растворенного газа – 35 млн. м³; по категории С₂: нефти – 310/44 млн. т, растворенного газа – 60 млн. м³.

1.3.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения

В гидрогеологическом отношении Фёдоровское месторождение приурочено к центральной части Западно-Сибирского артезианского бассейна.

В разрезе рассматриваемого района выделяется пять водоносных комплексов. Исходя из источников питания, характера напоров и величины минерализации, гидрогеологические комплексы объединены в два этажа, разделенные мощной толщей глин турон-нижнеолигоценового возраста.

Нижний гидрогеологический этаж включает в себя юрский, неокомский и апт-альб-сеноманский водоносные комплексы.

Юрский гидрогеологический комплекс представлен горизонтами выветрелой, трещиноватой поверхности фундамента и водоносными горизонтами тюменской свиты. По составу воды хлоридно-кальциевые, гидрокарбонатно-натриевые, средняя минерализация составляет 20 г/л. Общая толщина комплекса составляет 520 – 565 м.

Неокомский гидрогеологический комплекс представлен водоносными горизонтами ахской и черкашинской свит и перекрывается глинами алымской свиты. Воды комплекса относятся к хлоркальциевому и гидрокарбонатно-

натриевого типам. Средняя минерализация вод изменяется от 3,7 до 13,5 г/л. Общая толщина комплекса достигает 1000 м.

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс сложен отложениями викуловской, ханты-мансийской и уватской свит. Региональным водоупором данного комплекса является толща глинистых пород верхнего мела и нижнего палеогена (турон-нижнеолигоценового возраста) толщиной около 850 м.

Континентальные осадки антропоген-олигоценового возраста вместе с указанной выше глинистой толщей образуют верхний гидрогеологический этаж, характеризующийся свободным, а в нижней части затрудненным, водообменом.

Турон-олигоценовый водоносный комплекс имеет практически повсеместное развитие. В гидродинамическом отношении комплекс является региональным водоупором, изолирующим нижележащие водоносные породы от влияния поверхностных факторов на большей части площади бассейна. Общая толщина комплекса достигает 1150 м.

Олигоцен-четвертичный водоносный комплекс литологически представлен песчано-алевритистыми и глинистыми отложениями мощностью до 130 м. Проницаемые пласты представляют единую гидродинамическую систему. Водообильность пород различная, зависящая от литологического состава осадков. Питание подземных вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков.

Подземные воды четвертичного водоносного горизонта заключены в песчаных отложениях пойменной и надпойменной террас и в озерно-аллювиальных отложениях. Этот горизонт является основным для снабжения питьевой водой. Воды по составу гидрокарбонатно-натриевые, кальциево-магниевые и магниевые с минерализацией 0,55 г/л.

В пластовых условиях воды насыщены газом метанового типа. Максимальная газонасыщенность вод на границе ВНК достигает $2,5 \text{ м}^3/\text{м}^3$. По мере удаления от ВНК количество растворенного газа резко снижается и на периферии не превышает $0,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Содержание тяжелых углеводородов в

составе водорастворенных газов около 3 – 4%, однако, вблизи контуров нефтяных залежей оно может достигать 10%.

Концентрация неуглеводородных компонентов (углекислый газ, азот) не превышает в сумме 3 – 8%, лишь на локальных участках достигая 10%. Сероводород в составе газов по району в целом не обнаружен.

Многолетнемёрзлыми породами (ММП) занято около половины территории Западно-Сибирской низменности. Большая часть нефтяных и практически все газовые месторождения Тюменской области расположены в зоне залегания многолетнемёрзлых пород. Большое число разведочных и эксплуатационных скважин, пробуренных в Широтном Приобье, позволило выявить закономерности распространения многолетнемёрзлых пород.

1.3.5 Геофизические исследования

Запланированные испытания и исследования комплекса ГИС производятся для литологическое расчленение разреза скважины, а также для решение технических задач для определения диаметра ствола скважины и траектории его искривления.

Проектом предусматривается выполнение общих исследований во всем интервале вскрываемых скважинами отложений в масштабе глубин 1:500 и детальными исследованиями в масштабе 1:200 по всему разрезу продуктивной части отложений юрского возраста.

Обязательные геофизические исследования включают в себя:

– перед спуском кондуктора в масштабе 1:500 - КС - 2 з, ДС, инклинометрия через 20 м, ГК, НГК. После цементации кондуктора АКЦ, термометрия.

– перед спуском эксплуатационной колонны в масштабе 1:500 проводятся запись акустического, радиоактивного, электрического методов, а также кавернометрия и профилометрия.

На уровне продуктивной части разреза по результатам каротажа в масштабе 1:500 проводятся исследования в масштабе глубин 1:200 - ГК, НГК,

АКШ, МНК, ГГКП, ИННК-3сп, ДС (профилемер), БК, БКС-2, МБК, термометрия, резистивиметрия.

После цементации колонны НГК (МНК), АКЦ, ОЦК, ИННК, ВСП.

До проведения ГДК, ОПК проводится запись ДС в масштабе 1:500 до башмака предыдущей колонны, БК и ГК в масштабе 1:200 проводится в интервале опробования.

При испытании в колонне привязка интервала осуществляется по ГК в масштабе 1:200. До перфорации в интервале испытания проводится запись в масштабе 1:200 АКЦ, термометрия, ЛМ. После перфорации термометрия, ЛМ, АКЦ.

При проведении работ по интенсификации притока и изоляции подошвенных вод необходимо проводить запись НГК (МНК), ИННК в масштабе 1:200 до и после операции.

При длительном простое скважины в ожидании испытания (более 15 суток) необходимо проводить работы по определению геотермического градиента.

Помимо геофизических исследований в скважине все скважинное оборудование подвергается исследованию на прочность и целостность методом дефектоскопии.

1.4 Методика проведения проектируемых геологоразведочных работ

1.4.1 Перечень геологических задач и методы их решения

Руководствуясь геологическим заданием, скважина должна вскрыть продуктивный пласт ЮС₂ в кровле тюменской свиты, поэтому проектная глубина с учётом «зумпфа» составит 3180 м.

Планируемый комплекс работ предусматривает отбор керна, проведение каротажа и испытание продуктивного пласта, что позволит увеличить запасы нефти залежи пласта ЮС₂.

Исходя из литологического разреза скважины и комплекса планируемых геологических исследований, в проекте проведен расчет конструкции скважины.

Таблица 1.2 – Виды и объемы проектируемых работ

Вид работ	Объем		Условия производства работ	Вид оборудования
	Единицы измерения	Кол-во		
Бурение	Пог. м	3180	Буровая установка	3000-ЭУК-1
Крепление	Пог. м	3080	Буровая установка	3000-ЭУК-1
ГИС	Пог. м	3180	Каротажная станция	ПКС-5
Испытания скважины на продуктивность	Шт	1	Буровая установка	AP80

1.5 Полевые работы

1.5.1 Методика проведения буровых работ

Разведочно-эксплуатационная скважина на участке Фёдоровского месторождения сооружается с целью оконтуривание залежи нефти продуктивного пласта ЮС₂, а также для изучения пластового давления, ФЕС и продуктивности пласта.

Бурение разведочных скважин предусматривается производить по одной линии, но с использованием технологий наклонно направленного бурения. Это обуславливается сильной заболоченностью местности и простотой передвижки много тонного оборудования буровой установки.

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 БИТ 188,9/80, что обеспечит высокий процент выноса керна диаметром 80 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	660	Представлены темно-серыми, серыми, желтовато-зелеными, зеленовато-серыми глинами с гнездами глауконита.	II	M
660	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	2950	Представлена равномерным чередованием глинистых и песчано-алевролитовых пачек.	IV	MC
2950	3180	Представлена аргиллитами битуминозными черными с линзами глинисто-карбонатных пород.	V	C

1.5.3 Геологическая информация по скважине

По проекту на разведку участка Фёдоровского месторождения предполагается пробурить разведочно-эксплуатационную скважину глубиной 3180 м. Выход керна по продуктивному пласту должен составлять не менее 90%. Отбор керна будет осуществляться из отложений баженовской, васюганской и тюменской свит общим метражом 120 м.

Поднятый на поверхность керн подвергается очищению, представителями геологической службы, он очищается от остатков глинистой корки от бурового раствора и укладывается в специальные ящики.

1.5.4 Организация и ликвидация полевых работ

Необходимость ликвидации скважин устанавливается компетентной комиссией, создаваемой недропользователем в установленном порядке. Перед ликвидацией, скважина подвергается предварительным исследованиям состояния и оценки её надежности. Решение по ликвидации скважин принимается пользователем недр. После принятия решения о ликвидации скважины составляется план изоляционно-ликвидационных работ.

План составляется на каждую скважину с учётом её технологических особенностей, согласно регламенту, назначаются ответственные лица за выполнение данных работ. Далее план согласовывают с Ростехнадзором и утверждают главными техническими руководителями подразделения.

Работы по ликвидации скважин осуществляются в соответствии с требованиями нормативно – технической базы и индивидуальным планом изоляционно-ликвидационных работ.

Ликвидация скважин считается завершённой после подписания акта о ликвидации организацией-пользователем недр и соответствующим органом Ростехнадзор а ликвидация скважин и оформление материалов производится согласно РД 08-492-02 «Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов». ПБ 08-624-03 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». М 2003г. с учетом стандарта предприятия (СТП 153-2004) по ликвидации скважин на нефть, газ и воду на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», Тюмень. 2004.

Осложнения и аварии, возникшие в процессе проведения изоляционно-ликвидационных работ или в процессе исследования технического состояния скважины, ликвидируются по дополнительному плану работ, согласованному с территориальными органами Ростехнадзора согласно П.2.2.1.4РД 08-492-02.

В этом случае интервалы установки цементных мостов должны корректироваться после получения фактических данных ОТСЭК по согласованию с территориальными органами Ростехнадзора.

Все ликвидируемые скважины в зависимости от причин ликвидации подразделяются на категории: (раздел 2.1. РД 06-492-02):

- I - скважины, выполнившие свое назначение.
- II - скважины, ликвидируемые по геологическим причинам:
- III - скважины, ликвидируемые по техническим причинам:
- IV - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологически причинам

Подготовительные и строительно-монтажные работы должны проводиться согласно СТП «Порядок ликвидации скважин на нефть, газ и воду на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», «Техническим условиям на ведение монтажных работ при текущем, капитальном ремонте, освоении скважин после бурения» и «Условиям по обеспечению безопасности работ при текущем, капитальном ремонте и освоении скважин после бурения» при работе с установки А-50, А-60/80.

Подготовительные работы включают в себя подготовку площадки под подъемник А-50, А60/80, бригадное технологическое оборудование, геофизическую и цементировочную технику и вагон - дома.

Строительно-монтажные работы включают в себя монтаж А-50, А60/80 на скважине, установку фундаментов, оттяжек, якорей, емкости ГСМ, вагон - домов и другого вспомогательного и бригадного оборудования.

1.6 Оценка проницаемости и продуктивности

Методы ГИС нашли широкое применение для определения емкостных параметров, литологии пород, насыщенности, однако оценка проницаемости пород, продуктивности нефтегазовых скважин по материалам ГИС остаются менее изучены. Определение этих параметров играет важную роль, так как они характеризуют фильтрационные свойства пород, и именно по сопоставлению с ними устанавливаются граничные значения геофизических и петрофизических параметров, используемых при разделении пород на коллекторы и не коллекторы.

Определение проницаемости и продуктивности пород с межгранулярным типом пористости с использованием многомерных статистических связей. Однако, из-за индивидуальности связей, отсутствия универсальности и неразработанности для отложений со сложной структурой порового пространства эффективнее использование универсальных петрофизических и гидродинамических моделей с настройкой их на конкретные геологические условия.

Для гранулярного типа разреза предложено множество различных связей для оценки проницаемости пород по материалам ГИС. Физической предпосылкой для их получения является установленная связь проницаемости с пористостью, извилистостью поровых каналов, удельной поверхностью пород.

Опираясь на опробование и анализ, достаточно общей и наиболее универсальной для гидрофильных пород с гранулярным типом пористости является петрофизическая модель проницаемости, предложенная Коутсом-Дюмануаром, которую после некоторых упрощений и допущений, направленных на обеспечение ее работоспособности в недонасыщенных УВ и водонасыщенных коллекторах.

Для определения дебита жидкости (нефти, воды) целесообразно использовать в гранулярных коллекторах линейную модель дебита, которая с учетом размерности входящих в нее параметров имеет вид:

$$Q_{\text{ж}} = 0,0532 \cdot E \cdot \frac{h_{\text{эф}} \cdot K_{\text{эф}} \cdot \Delta p}{\mu_{\text{ж}} \cdot b_{\text{ж}} \cdot \ln \frac{r_{\text{к}}'}{r_{\text{с}}}} \quad (1.1)$$

где $Q_{\text{ж}}$ – дебит жидкости, м³/сут; E – коэффициент совершенства вскрытия объекта, доли ед.; $h_{\text{эф}}$ – эффективная толщина объекта, м; $K_{\text{эф}}$ – эффективная проницаемость объекта, мД; Δp – депрессия, равная разнице между пластовым и забойным давлением, атм; $\mu_{\text{ж}}$ – вязкость жидкости, сП; $b_{\text{ж}}$ – объемный коэффициент жидкости, доли ед.; $r_{\text{к}}$ и $r_{\text{с}}$ – соответственно радиусы контура питания и скважины, м.

Для определения проницаемости трещинно-гранулярных коллекторов данные ГИС используют для оценки K_p , $K_{п.тр}$, $K_{пр.тр}$ и $K_{пр.м}$ (проницаемость матрицы).

Как показывают теоретические и экспериментальные исследования, наличие в породах каверн и локальных микротрещин не может существенным образом сказаться на фильтрационных свойствах. Поэтому для интерпретации данных ГИС каверновую пористость учитывают при определении емкостных свойств и не рассматривают при оценке проницаемости.

Представленные модели проницаемости и дебитов легли в основу разработанной методики интерпретации данных ГИС с использованием материалов испытаний и керна, которая в общем виде включает в себя обоснование модели проницаемости, уточнение модели притока и коэффициента турбулентности, определение проницаемости и дебита конкретной скважины.

Определение проницаемости и дебитов по конкретной скважине проводят по обоснованным моделям как в ручном варианте счета, так и на ЭВМ ЕС и персональных компьютерах.

Описанная методика применяется на ряде месторождений нефти и газа Западной и Восточной Сибири (в том числе и Фёдоровского месторождение).

Полимиктовые коллекторы раннемелового возраста Западной Сибири имеют неоднородный гранулометрический состав и повышенное содержание глинистых минералов.

Рассмотренный подход оценки проницаемости и дебитов по материалам ГИС базируется на теоретических и экспериментальных петрофизических и гидродинамических моделях, а не на статистических связях. Также, имеется возможность настройки моделей на соответствующие геологические условия.

2 ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

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

Фёдоровское месторождение было открыто в 1971 году разведочной скважиной – 62. Залежь нефти пласта ЮС₂ в пределах площади вскрыта в интервале глубин 1800 – 2300 м. На породах триаса залегают юрские, меловые и палеоген, отложения.

В данное время месторождение эксплуатируется российской нефтяной компанией «Сургутнефтегаз».

В целях доразведки чаще всего применяют буровую установку БУ-3000 ЭУК с применением глинистых растворов.

Необходимость доразведки возникла в связи с тем, что получена новая геологическая информация о строении месторождения, поэтому проектом предусматривается бурение разведочно-эксплуатационной скважины для подтверждения нефтегазоносности в отложениях верхней юры.

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

Выбор способа бурения является одним из главных этапов при проектировании бурения скважины. Главным параметром эффективного бурения скважин является выбор оптимального способа бурения и типа породоразрушающего инструмента. При выборе способа бурения и породоразрушающего инструмента главным критерием является их эффективность, а это: механическая скорость бурения, проходка за рейс, проходка ПРИ.

В данных геологических условиях будем использовать вращательное бурение с применением винтовых забойных двигателей, при керноотборе бурение будет вестись роторным способом с колонковым снарядом.

Промывка скважины 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

Конструкция скважины должна соответствовать требованиям охраны недр и окружающей среды.

Разработка конструкции скважины – один из основных разделов технического проекта на строительство скважины. Конструкция скважины должна обеспечивать выполнение поставленных задач, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие продуктивных горизонтов и проведение всего намеченного комплекса исследовательских работ в скважине. При проектировании конструкции скважины, опираемся на последние достижения и накопленный опыт строительства скважин на данном месторождении. Основной задачей при проектировании конструкции скважины является определение необходимого количества обсадных колонн для крепления ствола скважины и глубина спуска каждой колонны, согласование диаметров обсадных колонн и долот.

Конструкция скважины включает в себя:

1. Кондуктор длиной 770 м, для того, чтобы перекрыть первые 770 метров, которые слогают мягкие неустойчивые породы склонные к осыпям. Так же кондуктор предназначен для перекрытия пресноводных пластов, а также установки противовыбросового оборудования (ПВО) и подвески последующих колонн.

2. Эксплуатационная колонна длиной 3080 м, с целью того что бы перед кровлей продуктивного пласта перейти на буровую головку и продолжить бурение с отбором керна. Так же эксплуатационная колонна предназначена для укрепления стенок скважины, сообщения эксплуатируемого пласта с поверхностью, размещения необходимого эксплуатационного оборудования.

3. Хвостовик, бурится в интервале 3080 – 3180 м, не обсаживается, служит для вскрытия продуктивного пласта и отбора керна. После получения кернового материала интервал обсаживается, цементируется и перфорируется.

Цементация затрубного пространства кондуктора производится до устья. Высота подъема тампонажного раствора при цементациях эксплуатационной колонны будет на уровне 620 м, так как уровень цементного камня должен быть на отметки выше башмака кондуктора на 150 м для нефтяных скважин, согласно рекомендация [2].

На данном участке Федоровского месторождения будет пробурено одна разведочно-эксплуатационная скважина, в случае получения минимального дебита скважине присваивается статус эксплуатационная и тогда, в рамках одной кустовой площадки будут пробурены еще 17 скважин средней глубиной 3100м.

2.3.1 Определение диаметра скважин

Диаметр хвостовика скважины принимаем исходя из минимального диаметра керна. Опираясь на информацию, полученную на соседних участках и на рекомендации [2], [5], минимальный диаметр керна в данных условия принимаем равным 80 мм. Следовательно, исходя из имеющегося оборудования предприятия [1], геологического разреза, а также рекомендаций [2] для бурения продуктивного пласта и отбора керна применяем буровую головку типа PDC БИТ-188,9/80С с наружным диаметром $D_{dl}=188,9$ мм. Исходя из этого минимально допустимый внутренний диаметр обсадных труб эксплуатационной колонны вычисляем по формуле:

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

где Δ - радиальный зазор между долотом и внутренней стенкой обсадной трубы. Величина Δ принимается равной 10 мм [2].

$$D_{вэ} = 188,9 + 2 \cdot 10 = 208,9 \text{ мм}$$

Принимаем обсадные трубы с $D_{вэ} = 210,2$ мм и диаметром по муфтам $D_{мэ} = 244,5$ мм (Наружный диаметр трубы $D_{н147э} = 219$ мм).

Таким образом, диаметр долота для проходки эксплуатационного интервала вычисляем по формуле:

$$D_{дэ} = D_m + \delta \quad (2.2)$$

где D_m – диаметр муфты; δ – необходимый зазор принимаемы по рекомендациям = 25мм [2].

$$D_{дэ} = 244,5 + 25 = 269,5 \text{ мм}$$

Исходя из геологических условий (Таблица 1.3) и опыта работ на близлежащих буровых участках, применяем долото типа PDC БИТ-295,3С с $D_{дэ} = 295,3$ мм, отсюда:

$$D_{вк} = 295,3 + 2 \cdot 10 = 315,5 \text{ мм}$$

Применяем обсадные трубы с $D_{вк} = 328,9$ мм и $D_{мк} = 365,1$ (Наружный диаметр $D_{нк} = 340$ мм), отсюда согласно формуле 2.2 и при $\delta = 35$ мм принятой по рекомендациям [2]:

$$D_{дк} = 360,1 + 35 = 395,1 \text{ мм}$$

Применяем шарошечное долото, исходя из того, что породы слагающие данный интервал (0–770 м) преимущественно мягкие, таким образом будет обеспечена высокая скорость проходки при меньших экономических затратах. Применяем шарошечное долото производства «Волгабурмаш» 393,7М-ГВУ-R227.

По проделанным расчетам получаем следующую конструкцию скважины:

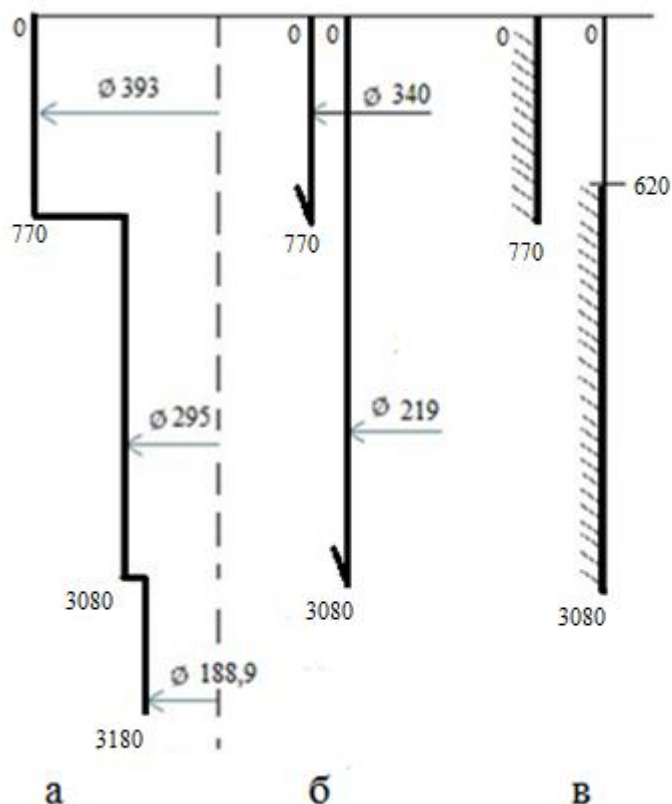


Рисунок 2.1 – Конструкция скважины:

а – Глубины и диаметры скважины; б – диаметры обсадных колон и глубины спуска; в – Интервалы тампонирования

2.4. Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент по интервалам

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

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

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Наиболее правильной считается последовательность, когда используются аналитический и статистический методы расчета осевой

нагрузки. После расчетов большее из полученных значений сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота. Если расчетная нагрузка больше паспортного значения, то принимаем последнее. При обратной ситуации – принимаем расчетную величину.

При статистическом расчете осевой нагрузки G_c используется формула

$$G_c = qD_d \text{ кГс}, \quad (2.3)$$

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

1. Интервал (0 – 770 м):

$$G_{c1} = 150 \cdot 39,37 = 5905 \text{ кГс}.$$

Удельная осевая нагрузка для шарошечных долот типа М = 150 кГс/см [2];

2. Интервал (770 – 3080 м):

$$G_{c2} = 210 \cdot 29,53 = 6201 \text{ кГс};$$

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 (3080 – 3180 м):

Для буровых головок G_c считается по формуле:

$$G_c = q \cdot \frac{(d_H^2 - d_B^2) \cdot \pi}{4} \text{ кН}, \quad (2.4)$$

$$G_{c3} = 24,5 \cdot \frac{(18,89^2 - 8^2) \cdot 3,14}{4} = 5632 \text{ кГс};$$

Для буровой головки с резцами типа PDC согласно справочным данным $q = 24,5$ кГс/см² [2].

Аналитический расчет осевой нагрузки G_a для шарошечных долот, при которой обеспечивается объемное разрушение породы, ведется по формуле:

$$G_a = \alpha P_{ш} F \text{ кг}, \quad (2.5)$$

где α – коэффициент забойных условий, в проектировочных условиях $\alpha = 1$; $P_{ш}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу для данной

пачки пород по буримости, кг/см²; F – опорная площадь рабочей поверхности долота, см².

Для новых долот:

$$F = \frac{D_d^2}{4} \eta \delta \text{ см}^2, \quad (2.6)$$

где D_d – диаметр долота, см; η – коэффициент перекрытия – отношение длины образующей шарошки к суммарной длине зубьев, контактирующих с породой, в расчетах принимаем $\eta = 1$; δ – начальное притупление зубьев, в расчетах принимаем среднее значение $\delta = 0,015$ см.

В процессе бурения происходит износ зубьев долота, и опорная площадь увеличивается. Как показывают эксперименты, это увеличение составляет от пяти до восьми раз. В связи с этим в процессе бурения осевая нагрузка для обеспечения объемного разрушения породы должна постепенно повышаться.

1. Интервал (3080 – 3180 м):

Для бурголовки расчеты ведем по разности квадратов наружного и внутреннего диаметров:

$$F_3 = \frac{18,89^2 - 8^2}{4} \cdot 1 \cdot 0,015 = 3,45 \text{ см}^2,$$

$$G_{a3} = 1 \cdot 2000 \cdot 3,45 = 6896 \text{ кгс};$$

2. Интервал (870 – 3030 м):

$$F_2 = \frac{29,53^2 \cdot 3,14}{4} \cdot 1 \cdot 0,015 = 10,26 \text{ см}^2,$$

$$G_{a2} = 1 \cdot 1200 \cdot 10,26 = 12321 \text{ кгс};$$

3. Интервал (0 – 770 м):

$$F_1 = \frac{39,37^2 \cdot 3,14}{4} \cdot 1 \cdot 0,015 = 18,25 \text{ см}^2,$$

$$G_{a1} = 1 \cdot 700 \cdot 18,25 = 12775 \text{ кгс};$$

Принимаемые нагрузки:

1. Интервал (3080 – 3180 м):

Для бурения по продуктивному пласту рекомендуется применять нагрузку не выше 8000 кгс, в противном случае возможны осложнения при отборе керна [2], поэтому принимаем:

$$G_1 = 6000 \text{ кгс},$$

2. Интервал (770 – 3080 м):

Для долота, применяемого на этом интервале рекомендуемая нагрузка 8 – 16 тс [4], исходя из полученных расчетов и рекомендаций принимаем:

$$G_2 = 12000 \text{ кгс},$$

3. Интервал (0 – 770 м):

Изначально, бурение будет вестись без разгрузки, пока значение осевой нагрузки не достигнет 12000 кгс, опираясь на расчеты и рекомендаций [2].

$$G_3 = 12000 \text{ кгс}.$$

2.4.1 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 [2]:

$$n = 19,1 \frac{V_d}{D_d} \text{ об/мин}, \quad (2.7)$$

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

Для шарошечных долот типа М линейная скорость принимается 3 м/с, а для долот с резцами типа PDC 1,5 м/с [2].

1. Интервал (3080 – 3180 м):

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{1,5}{0,188} = 152 \text{ об/мин},$$

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

$$n_1 = 90 \text{ об/мин}$$

2. Интервал (770 – 3080 м):

$$n_2 = 19,1 \cdot \frac{1,5}{0,295} = 97 \text{ об/мин},$$

3. Интервал (0 – 770 м):

$$n_3 = 19,1 \cdot \frac{3}{0,394} = 145 \text{ об/мин},$$

Благодаря полученным результатам, для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну можно будет произвести выбор винтовых забойных двигателей.

2.4.2 Расчет параметров бурового раствора

Расчет плотности раствора, производим с целью предотвращения газонефтеводопроявления.

Руководствуясь 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:

$$\rho = \frac{1,05P_{пл}}{gH}, \quad (2.8)$$

где g – ускорение свободного падения, м/с²; H – глубина скважины по вертикали, м; $P_{пл}$ – пластовое давление = 33,5 МПа [4].

$$\rho = \frac{1,05 \cdot 33500000}{9,8 \cdot 2930} = 1140 \text{ кг/м}^3,$$

Расчет расхода бурового раствора:

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

- 1) выносить шлам на поверхность;
- 2) должен не разрушать стенки скважины;
- 3) соответствия технической характеристике забойного двигателя и насосной группы.

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

$$Q_1 = V_{кр} S_{max} + V_M S_{заб} \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p} \text{ м}^3/\text{с}, \quad (2.9)$$

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.

$$S_{max} = 0,785(D_c^2 - d_{от}^2) \text{ м}^2, \quad (2.10)$$

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

$$D_c = K_K D_o, \quad (2.11)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

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 каверзости 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 [4].

Механическая скорость бурения определяется нормативно, исходя из прочности пород. Для условий Западной Сибири ориентировочно принимаем следующие значения механической скорости бурения:

- в интервале до 600 м $V_M = 30 - 40$ м/час;
- в интервале 600-1600 м $V_M = 25 - 30$ м/час;
- в интервале 1600-2400 м $V_M = 15 - 20$ м/час;
- при больших глубинах $V_M = 10 - 15$ м/час.

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

$$Q_2 = S_{min} V_{кр max} \text{ м}^3/\text{с}, \quad (2.12)$$

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

S_{\min} – минимальная площадь кольцевого пространства, м^2 .

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

1. Интервал (3080 – 3180 м):

$$D_c = 1,5 \cdot 0,188 = 0,282 \text{ м},$$

$$S_{\max} = 0,785(0,282^2 - 0,146^2) = 0,0457 \text{ м}^2,$$

$$Q_1 = 0,1 \cdot 0,0457 + \frac{10 \cdot 3,14 \cdot (0,188^2 - 0,08^2) \cdot (2,2 - 1,15)}{60 \cdot 4 \cdot 0,02} = 18,8 \text{ л/с},$$

$$Q_2 = 1,5 \cdot 0,0628 = 0,104 \text{ м}^3/\text{л} = 104 \text{ л/с}.$$

Отбор керна является ответственной и весьма трудоемкой операцией, поэтому в проекте приведено обосновывание интервалов отбора и мероприятия по обеспечению высокого качества (представительности) кернового материала. Произведен выбор и обоснование породоразрушающего инструмента (бурильной головки), керноприемного 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 (870 – 3030 м):

$$D_c = 1,4 \cdot 0,2953 = 0,413 \text{ м},$$

$$S_{\max} = 0,785(0,1706 - 0,0213) = 0,117 \text{ м}^2,$$

$$Q_1 = 0,1 \cdot 0,117 + \frac{15 \cdot 0,295^2 \cdot 3,14 \cdot (2,2 - 1,15)}{60 \cdot 4 \cdot 0,02} = 0,02235 \text{ м}^3/\text{с} = 22 \text{ л/с},$$

$$Q_2 = 1,5 \cdot 0,0385 = 0,0578 \text{ м}^3/\text{с} = 58 \text{ л/с},$$

$$22 < Q_{II} < 58$$

3. Интервал (0 – 870 м):

$$D_c = 1,3 \cdot 0,394 = 0,4728 \text{ м},$$

$$S_{\max} = 0,785(0,224 - 0,0196) = 0,16 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,15 \cdot 0,16 + \frac{35 \cdot 0,394^2 \cdot 3,14 \cdot (1,6 - 1,15)}{4 \cdot 0,02} = 0,03436 \text{ м}^3/\text{с} = 34 \text{ л/с},$$

$$Q_2 = 1,3 \cdot 0,13 = 0,169 \text{ м}^3/\text{с} = 169 \text{ л/с},$$

$$34 < Q_{III} < 169$$

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 – 870 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 19,54 л/с \approx 20 л/с.

2.5 Выбор буровой установки и бурового оборудования

Исходя из того, что глубина сооружаемой скважины составляет 3180м, 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. 2.2). 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.

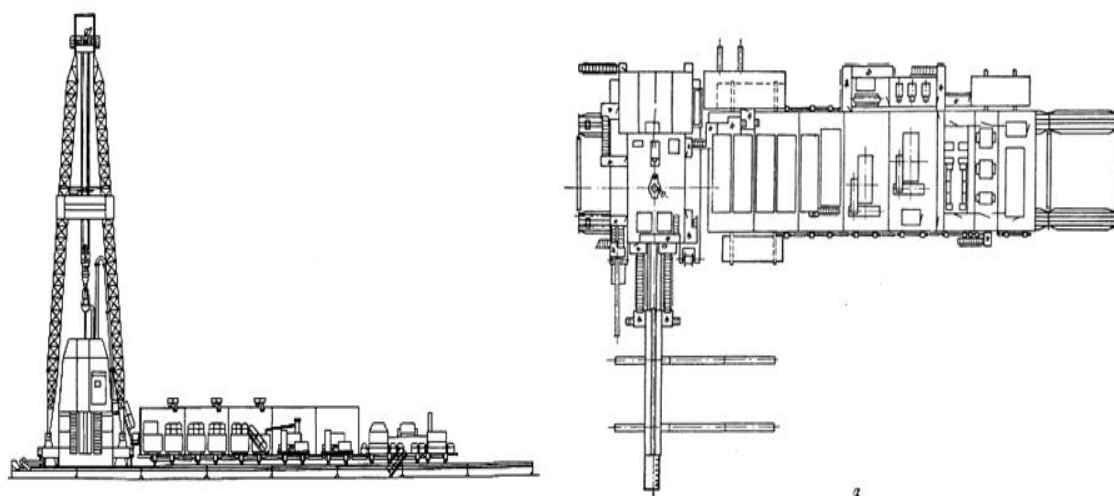


Рисунок 2.2 – Общий вид буровой установки 3000-ЭУК-1

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 2.1 – 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	5x6
Циркуляционная система	
Общий полезный объем, м ³	150
Количество ступеней очистки	4

2.5.1 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. 2.3).

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.

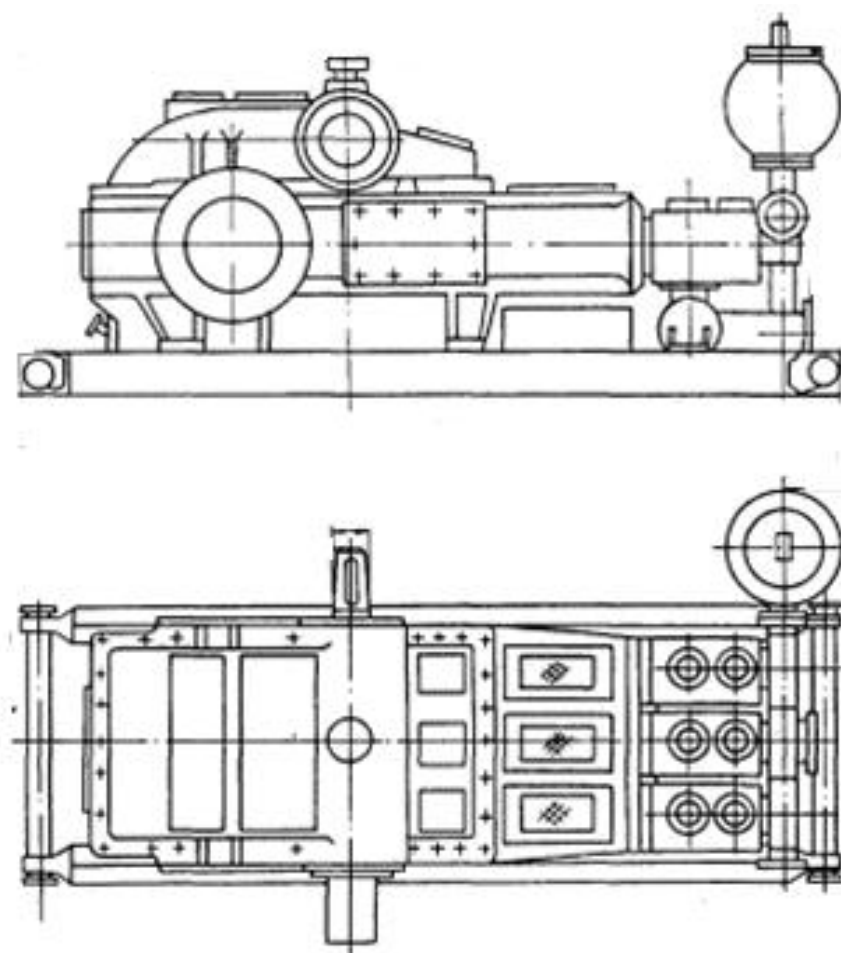


Рисунок 2.3 – Буровой насос НБТ-600-1

Таблица 2.2 – Технические характеристики НБТ-600

Наименования	Значения
Мощность, кВт	600
Число цилиндров	3
Наибольшая идеальная подачи, л/с	45,5
Предельное давление, МПа	25
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 2.2

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

Таблица 2.3 – 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

2.5.2 Выбор источника энергии

Буровая установка БУ–3000ЭУК–1 работает от промышленной сети с напряжением 6000 В. 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. 2.4).

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.

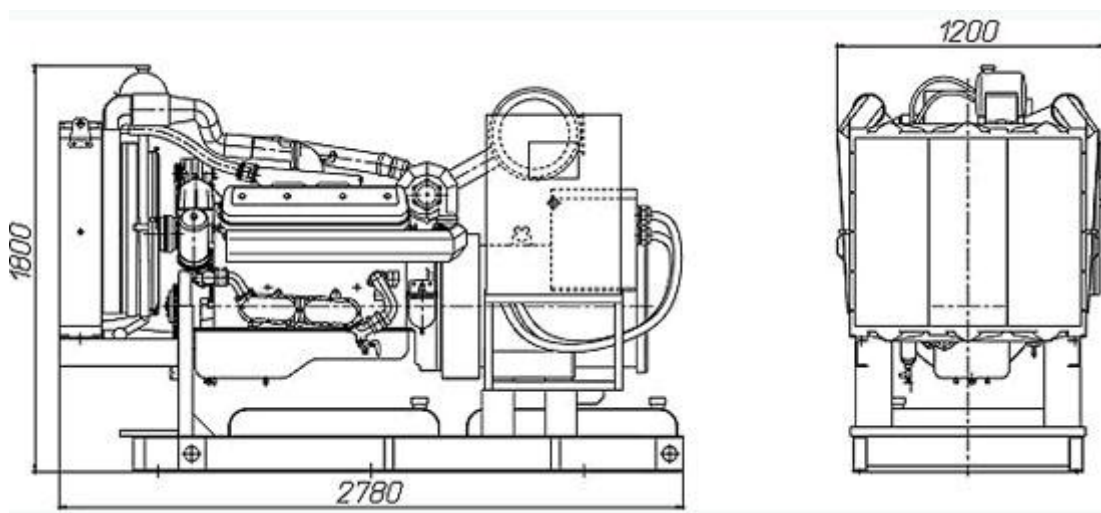


Рисунок 2.4 – Общий вид ДЭС АД200

Таблица 2.4 – 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
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
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

2.5.3 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 3-147) типа ПК (группа по надежности Т, предел текучести 10000 кгс/см²) с наружной высадкой (гладкоствольные внутри).

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 2.5 – Характеристики ТБ 127

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина трубы, м
127	9,2	Т	11

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).

В качестве ведущей трубы применяем ВБТ-108К 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 2.6 – Характеристики ВБТ-108К

Сторона квадрата, мм	Диаметр трубы, мм		Длина трубы L, мм	Диаметр соединения, мм		Резьба (ГОСТ Р 50864 – 96)		Масса, кг
	Наружный	Внутренний		Верхнего муфтового d ₁	Нижнего ниппельного d ₂	Верхняя муфта левая	Ниппель правая	
108	139,7	71	16460	197	152	3-152Л	3-122	1086

2.5.4 Выбор гидравлических забойных двигателей

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 (3080 – 3180 м):

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

2. Интервал (770 – 3080 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 (97 об/мин; 26 л/с).

Таблица 2.7 – Технические характеристики ВЗД ДУ-195

Диаметр корпуса наружный, мм	195
Длина, мм:	
- двигателя без клапана	6600
- шпинделя до искривления	3245
- активной части статора	1800
Присоединительные резьбы по ГОСТ 5286:	
- к долоту	3-117
- к бурильным трубам	3-147
Расход бурового раствора, м ³ /с	0,025-0,055

Продолжение таблицы 2.7

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	
- 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

3. Интервал (0 – 770 м):

Оптимальным для этого интервала будет винтовой забойный двигатель D₁-240, 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 (145 об/мин; 52 л/с).

Таблица 2.8 – 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, м ³ /с	0,030-0,060
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

2.5.5 Оборудование для отбора керна

Сформированный бурильной головкой керн попадает в керноприемное устройство, предохраняющее его от разрушения струей бурового раствора, вращения и вибрации корпуса, а также обеспечивающее отрыв керна от забоя и удержание его в процессе подъема инструмента.

Для получения керна применяем двойной колонковый снаряд ДКС-ПК-ТПИ, применяемы для отбора керна роторным способом. Отбор керна роторным способом позволяет обеспечить более постоянные значения технологических параметров, главным образом интенсивности промывки и частоты вращения, это необходимо для получения представительных образцов керна. Данный снаряд идеально подходит для данных геологических условий, так как имеет кернорватель закрытого типа с расположением рычажков, не соприкасающихся с керном в процессе бурения, что положительно влияет на качество получаемого керна.

Таблица 2.9 – Технические характеристики ДКС-ПК-ТПИ

Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр керна, мм	Длина отбираемого керна, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
			верхняя	нижняя	
164	80	4000	3-121	3-150	800

2.6 Обеспечение свойств очистного агента, очистка и контроль параметров

Составлением программ промывки для скважин ОАО «СНГ» занимаются специалисты этой же компании. При бурении скважин по программе промывки должны использоваться следующие растворы:

Кондуктор – стандартный полимер-глинистый раствор;

Эксплуатационная колонна – ингибированный полимер-карбонатный раствор.

Специалисты ОАО «СНГ» предлагают несколько моментов, которые могут существенно облегчить работу с буровым раствором на месторождении,

увеличить эффективность бурения и достичь более высоких технико-экономических показателей:

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

Все емкости 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 емкость для приготовления раствора объемом 20 – 40 м³ для возможности обработки раствора в процессе бурения.

Гидроворонка должна иметь возможность работы от любой, из активных емкостей и сброса раствора в любую из активных емкостей, равно как и автономной работы с емкостью для приготовления раствора.

Все емкости должны быть оборудованы двумя лопастными механическими перемешивателями.

Для качественного приготовления небольших объемов раствора, как в случае вязкой кольматирующей пачки необходимо предусмотреть на буровой наличие емкости объемом 10 м³, обвязанной с воронкой или инжектором, а также со всасом бурового насоса. Емкость должна быть оборудована перемешивателем. Обычно такая емкость представляет собой отсек в премиксе, получаемый путем установки перегородки, делящий премикс в пропорции 1/3. Обе части премикса обвязываются с воронкой (гидроэлеватором) и всасом бурового насоса.

В общем же случае, для ускорения приготовления раствора, снижения расхода реагентов и увеличения эффективности любых используемых растворов рекомендуется использовать высокоэффективные гидроворонки вихревого или эжекторного типа, способными создавать высокие сдвиговые

нагрузки для быстрого и эффективного диспергирования широкого спектра полимеров.

Для эффективной регенерации бурового раствора используется четырехступенчатая система очистки, состоящая из 2-х линейных вибросит, 1-ой ситогидроциклонной установки (осушающее вибросито) и минимально одной высокоскоростной центрифуги.

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

Таблица 2.10 – Кондуктор

Участок	Глубина по стволу, м	Длина интервала, м	Диаметр, мм
Открытый ствол	0 – 770	770	393

Технологические свойства бурового раствора:

Плотность – 1,15 г/см³;

Условная вязкость (API) – до 70–110 с/л;

РН – 8–9;

Водоотдача (API) – 9-6 см³/30 мин;

Жесткость по Ca²⁺ – 200 мг/л;

Содержание песка – <1,5%;

Содержание твердой фазы – <10%.

Данная рецептура промывочной жидкости обеспечит скоростную и безаварийную проходку. Рецептура составлена на основе рекомендаций [2], полагаясь на опыт работ на соседних участках [1].

Инженерные рекомендации по набору параметров бурового раствора:

Поднять РН до 8-9 при помощи каустика (при необходимости);

Добавить до 50 кг/м³ бентонита до условной вязкости не менее 40 – 50 сек;

Добавить BENEX (при необходимости);

Добавить ПАЦ при постоянном перемешивании;

Выдержать 3 – 4 часа до полного набухания полимеров и стабилизации раствора;

Произвести циркуляцию раствора через скважину в течение 2-3 полных циклов циркуляции до перемешивания раствора и выравнивания параметров;

Замерить параметры раствора и произвести дообработку раствора по необходимости.

Предлагаемый раствор не требует применения специального оборудования для приготовления и очистки, прост в применении и обслуживании.

Таблица 2.11 – Эксплуатационная колонна

Участок	Глубина по стволу, м	Длина интервала, м	Диаметр, мм
Открытый ствол	770 – 3080	2310	295

Технологические свойства бурового раствора:

Плотность – 1,15 г/см³;

Условная вязкость (API) – до 20 – 35с/л;

РН – 7 – 8;

Пластическая вязкость (API) – 6 – 18 сР при 28 °С;

Водоотдача (API) – 7 – 8 см³/30 мин;

Жесткость по Са²⁺ – 200 мг/л;

Общее содержание карбоната кальция – не менее 70 кг/м³;

Содержание песка – <1%;

Содержание твердой фазы – <8%;

Содержание коллоидной фазы (МБТ) – 20 – 50 кг/м³;

Содержание коллоидной фазы при вскрытии продуктивного горизонта (МБТ) – <30 кг/м³; [1], [2].

Таблица 2.12 – Продуктивный пласт

Участок	Глубина по стволу, м	Длина интервала, м	Диаметр, мм
Открытый ствол	3080 – 3180	100	188,9

Технологические свойства бурового раствора:

Плотность – 1,17 г/см³;

Условная вязкость (API) – до 25 – 27сек/л;
РН – 7 – 8;
Пластическая вязкость (API) – 6 – 18 сР при 28 °С;
Водоотдача (API) – 6 см³/30 мин;
Жесткость по Са²⁺ – 200 мг/л;
Общее содержание карбоната кальция – не менее 70 кг/м³;
Содержание песка – <1%;
Содержание твердой фазы – <8%;
Содержание коллоидной фазы (МБТ) – 20 – 50 кг/м³;
Содержание коллоидной фазы при вскрытии продуктивного горизонта (МБТ) – <30 кг/м³;

Инженерные рекомендации:

Качественное вскрытие продуктивного пласта, особенно в условиях посаженных пластовых давлений;

Обеспечение устойчивости стенок скважины, предотвращение набухания и оплывания мягких глин и сужения стенок скважины;

Устойчивость к загрязнению минерализованными пластовыми водами;

Предотвращение поглощений раствора в проницаемых пластах;

Устойчивость стенок скважины в интервалах баженовской, абалакской и тюменской свит обеспечивается при плотности бурового раствора 1,2 – 1,22 г/см³. Снижение плотности может привести к обвалообразованиям стенок скважины с большими смещениями от вертикали.

Для повышения эффективности работы очистной системы необходимо использовать ступенчатую схему очистки бурового раствора. При возможности необходимо предусмотреть постоянную очистку раствора в ЦСГО одним из пескоотделителей с обратным сбросом раствора в ЦСГО по байпасной линии.

Сетки на виброситах первой ступени должны быть не крупнее 84 меш, а по возможности и 110 меш. Все действия инженера по растворам должны быть направлены на максимальное удаление шлама на первой ступени очистки. В случае невыполнения этого возможно нарушение равновесия в системе

«твёрдая фаза-вода-полимеры», что может привести к неконтролируемому росту вязкости и водоотдачи. Сетки на осушающем вибростите 210 – 325 меш.

Для уменьшения времени пребывания выбуренного шлама в скважине и ускорения его доставки к средствам очистки следует обратить особое внимание на промывки перед наращиванием и перед подъёмом.

Строго соблюдать долив скважины при подъёмах во избежание снижения забойного давления и предотвращения осыпания неустойчивых глинистых отложений.

Обратить внимание на реологические свойства бурового раствора и эффективность очистки ствола скважины от выбуренного шлама с целью предотвращения сальникообразования.

Для обеспечения оптимальной очистки скважины от шлама и минимизации вероятности возникновения осложнений в процессе бурения и спуска эксплуатационной колонны необходимо выполнение ниже перечисленных мероприятий:

Неукоснительно выполнять регламент противоприхватных мероприятий;

При бурении интервалов наиболее опасных по сальникообразованию обратить внимание на структурно реологические свойства бурового раствора для обеспечения полного выноса шлама из скважины. Не допускать скопление шлама в кольцевом пространстве и его слеживание. Для обеспечения при бурении данного интервала необходимой концентрации смазки в растворе, возможно применение альтернативной смазочной добавки;

При резком увеличении механической скорости бурения при вскрытии проницаемых пластов ограничить скорость проходки для обеспечения формирования качественного защитного кольматационного слоя;

Контролировать долив скважины не только в процессе подъема бурильного инструмента, но и при поднятом инструменте из скважины;

Соблюдать установленные ограничения по скорости подъема и спуска бурильного инструмента в целях предупреждения эффектов свабирования, поршневания и снижению колебаний забойного давления в ходе СПО;

Избегать резких колебаний плотности бурового раствора в процессе его обработок. Не допускать большого роста плотности с последующим его резким разбавлением;

При больших механических скоростях увеличивать время промывок перед наращиванием для более полного подъема выбуренного шлама на поверхность;

Перед подъемом бурильного инструмента обязательно доводить параметры раствора до программных, особенно обращать внимание на величины СНС и условной вязкости;

При наращивании и перед подъемом инструмента из скважины производить промывки не менее 15 – 20 мин, с постоянным расхаживанием инструмента на полную длину квадрата для более качественного формирования ствола скважины, вымывания выбуренного шлама и снижения репрессии на проницаемый пласт;

Смазочную добавку начать использовать при увеличении углов скважины, рекомендуется вводить аккуратно, не большими порциями перед слайдированием, обязательно тонкой струйкой под всас насоса из расчета 1/2 бочки в сутки. Возможен (рекомендуется) ввод смазочной добавки по схеме 1 – 2 ведра смазки внутрь колонны бурильных труб при наращивании;

Обеспечить концентрацию полифракционного карбонатного кольматанта в заданных программой пределах (желательно не ниже $60 - 70 \text{ кг/м}^{-1}$). Ежедневно проводить количественный анализ содержания выбуренной породы в буровом растворе. Постоянно проводить очистку раствора центрифугой, поддерживая удельный вес вводом свежего карбонатного кольматанта подобранного фракционного состава;

При СПО места даже малейших затяжек/посадок обязательно промываются и прорабатываются для обеспечения выноса шлама. Важно не

допустить слеживания выбуренного шлама на стенках скважины. Проработки следует начинать с малых производительностей насоса с постепенным (после стабилизации давления) повышением подачи раствора и доведением её до проектных значений;

При инициации циркуляции после СПО и длительных простоев, а также при промывках во время спуска эксплуатационной колонны, начинать необходимо с минимальной производительности насосов с постепенным увеличением до проектных значений;

Строго соблюдать регламент долива скважины в процессе подъема. Контролировать вытеснение раствора из скважины при спуске, не допуская снижения уровня раствора в скважине;

Соблюдать рекомендуемые скорости спуска и подъема инструмента во избежание эффектов поршневания и свабивования;

Не допускается снижение плотности раствора ниже регламентированного в программе [1], [2].

2.7 Спуск и крепление обсадной колонны

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

– башмачная направляющая пробка, которая служит направлением при спуске (Рис. 2.6)

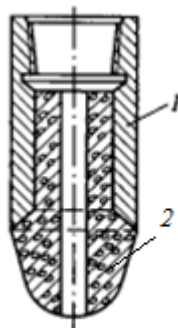


Рисунок 2.6 – Башмачная направляющая пробка:

1 – Башмак, 2 – цементная пробка

Пробка подбирается для каждого интервала исходя из диаметра обсадной колонны и типа резьбы.

– обратный клапан, который предотвращает samozаполнение 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. 2.7). 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.

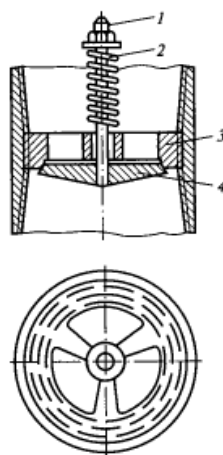


Рисунок 2.7 – Тарельчатый клапан:

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. 2.8). Выбираются по наружному диаметру обсадной колонны.

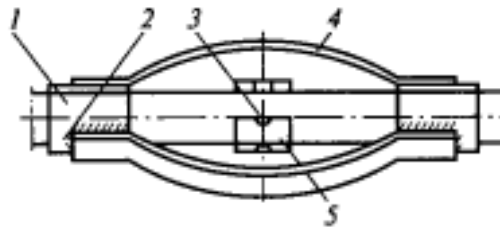


Рисунок 2.8 – Центрирующий фонарь:

- 1 – обсадная труба; 2 – кольцо; 3- отверстия для сварки;
4 – планки; 5 – упорное кольцо

Успешный спуск обсадной колонны в скважину определяется правильной подготовкой обсадных труб, нижней и верхней части обсадной колонны, буровой вышки, бурового оборудования, инструмента и ствола скважины.

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 талевого 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 скважин двумя порциями тампонажного раствора (утяжеленный и облегченный). 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], [5].

2.8 Проверочные расчеты бурового оборудования

2.8.1 Проверочный расчет мощности привода 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.

Буровая установка БУ 3000 ЭУК оснащена электроприводом, который питает все элементы буровой установки. Из этого следует, что необходимо производить расчёт мощность на вращение буровой колонны:

$$N_{\bar{o}} = N_{cm} + N_{mp} + N_{pz}, \quad (2.13)$$

где N_{cm} – затраты мощности для привода бурового станка, кВт; $N_{тр}$ – мощность на вращение буровой колонны, кВт; N_{pz} – мощность на разрушение забоя, кВт.

Потери мощности в станке:

Затраты мощности для привода бурового станка N_{cm} , кВт

$$N_{cm} = N_{ДВ} \cdot (0,075 + 0,00012 \cdot n), \quad (2.14)$$

где $N_{ДВ}$ – мощность привода, кВт; n – расчётная частота оборотов шпинделя, $n = 100$ об/мин.

$$N_{cm} = 600 \cdot (0,075 + 0,00012 \cdot 100) = 52,2 \text{ кВт}.$$

Мощность на вращение буровой колонны:

$$N_{mp} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \left\{ (1,6 \cdot 10^{-8})(1 + 0,6) \left[\frac{(0,9+0,02\delta)}{1+0,013\delta} \right] \cdot \left[\frac{D_{\delta}}{(EI)^{0,16}} \right] \cdot n^{1,85} \cdot L^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \cdot \sin\theta_{cp}) + 2 \cdot 10^{-7} \delta n G \right\}, \text{кВт}, \quad (2.15)$$

где L – длина буровой колонны, м; $L = 3150$ м; K_1 – коэффициент, учитывающий влияние смазывающей способности и антивибрационного действия промывочной жидкости на затраты мощности (1 – при использовании бурового раствора в качестве смазки колонны); K_2 – коэффициент, учитывающий влияние состояния стенок скважины (каверны желоба, наличие обсадных труб) на затраты мощности: $K_2 = 0,5$ – для обсаженного ствола

скважины, $K_2 = 1,0$ – для нормального геологического разреза; K_3 – коэффициент, учитывающий влияние типа соединений бурильных труб на затраты мощности: $K_3 = 1,0$ – для соединения «труба в трубу»; K_4 – коэффициент, учитывающий влияние кривизны бурильных труб на затраты мощности: $K_4 = 1,1$ – для бурильных труб повышенного качества с ниппельным соединением или соединением «труба в трубу»; K_5 – коэффициент, учитывающий влияние материала бурильных труб на трение труб о стенки скважины: $K_5 = 1,0$ – для стальных труб; S – средняя кривизна свечи, 0,4 мм/м; δ – зазор, между стенками скважины и бурильными трубами, мм; n – частота вращения бурового вала, об/мин; E – модуль продольной упругости бурильных труб, кгс/см; I – экваториальный момент инерции бурильных труб, см⁴; $\theta_{\text{ср}}$ – средний зенитный угол скважины, град; G – усилие подачи, кгс (15000); D_0 – наружный диаметр ПРИ, мм (295).

Экваториальный момент инерции поперечного сечения БТ, см⁴:

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (d^4 - d_1^4), \text{ см}^4, \quad (2.16)$$

где d – наружный диаметр БТ, (127 мм); d_1 – внутренний диаметр БТ, см (136мм).

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (12,7^4 - 11,7^4) = 550,82 \text{ см}^4.$$

Расчёт среднего зенитного угла производится по формуле:

$$\Theta_{\text{ср}} = (\theta_{\text{нач.}} + \theta_{\text{кон.}})/2, \text{ град}, \quad (2.17)$$

где $\theta_{\text{ср}}$ – средний зенитный угол, град; $\theta_{\text{нач.}}$ и $\theta_{\text{кон.}}$ – соответственно начальный и конечный углы, град.

$$\theta_{\text{ср}} = (0 + 22)/2 = 11 \text{ град.}$$

Зазор, между стенками скважины и бурильными трубами определяется по формуле:

$$\delta = 0,5 \cdot (D - d_n), \text{ мм}, \quad (2.18)$$

где D – диаметр скважины по расширителю, мм (295); d_n – наружный диаметр бурильных труб, мм (127).

$$\delta = 0,5 \cdot (295 - 127) = 74,5 \text{ мм.}$$

$$N_{mp} = 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,1 \cdot 1,0 \cdot$$

$$\cdot \left\{ (1,6 \cdot 10^{-8})(1 + 0,6) \cdot \left[\frac{(0,9 + 0,02 \cdot 74,5)}{1 + 0,013 \cdot 74,5} \right] \cdot \left[\frac{295}{(2 \cdot 10^6 \cdot 550,82)^{0,16}} \right] \cdot 100^{1,85} \right. \\ \left. \cdot 3150^{0,75}(1 + 0,44 \sin 11) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot 74,5 \cdot 100 \cdot 15000 \right\} = 27,96 \text{ кВт.}$$

Мощность на разрушение забоя

Определяется по формуле:

$$N_{pz} = 2,67 \cdot 10^{-7} \left(\mu_0 + \frac{16,7 \Omega v_{mex}}{n} \right) \cdot D \cdot G n, \text{ кВт,} \quad (2.19)$$

где μ_0 – коэффициент, характеризующий трение породоразрушающего инструмента о породу, по справочнику принимаем 0,05 [3]; Ω – коэффициент, учитывающий физико-технические свойства горных пород и характер их разрушения, согласно справочнику принимаем 4 [3]; v_{mex} – механическая скорость бурения, м/ч (табл. 2.14); D – диаметр долота, мм (295).

Таблица 2.14 – Значения v_{mex} для различных пород

Категория ГП по буримости	v_{mex} , м/ч	Категория ГП по буримости	v_{mex} , м/ч
I	23,0–30,0	VII	1,9–2,0
II	11,0–15,0	VIII	1,3–1,9
III	5,7–10,0	IX	0,75–1,2
IV	3,5–5,0	X	0,5–0,75
V	2,5–3,5	XI	0,3–0,5
VI	1,5–2,5	XII	0,15–0,25

$$N_{pz} = 2,67 \cdot 10^{-7} \cdot \left(0,05 + \frac{16,7 \cdot 4 \cdot 2}{100} \right) \cdot 295 \cdot 15000 \cdot 100 = 133,75 \text{ кВт.}$$

$$N_{\Sigma} = 52,2 + 27,96 + 133,75 = 213,91 \text{ кВт}$$

Суммарные затраты мощности составляют 213,91 кВт. При мощности привода 500 кВт. Из этого следует, что суммарные затраты мощности не превышают мощности привода буровой установки.

Мощность привода насоса рассчитывается по формуле:

$$N_n = QH/102\eta, \quad (2.20)$$

где Q – расчётная подача бурового насоса, л/мин (3120); H – потери давления в нагнетательной линии, кг/см²; η – общий КПД насоса.

Величину H определяется по далее изложенной методике:

Сложив все сопротивления, имеющиеся в колонне бурильных труб и поверхностной обвязке (принимая сопротивления в шланге и сальнике подобными сопротивлениям в бурильной колонне), получим выражение:

$$H = \frac{(L + 1500) v_{тр}}{2g} \left(\frac{\lambda_{тр}}{d_{тр}} + \frac{\xi}{1} \right), \quad (2.21)$$

где $d_{тр}$ – внутренний диаметр бурильных труб, м (0,136); L – длина трубопровода, м; l – длина бурильной трубы, м; ξ – коэффициент местных сопротивлений; $v_{тр}$ – скорость течения жидкости, л/мин; $\lambda_{тр}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений.

Скорость течения жидкости $v_{тр}$ может быть подсчитана по формуле:

$$v_{тр} = 2,1 \cdot 10^{-5} (Q/d_{тр}^2), \quad (2.22)$$

где Q – расчётная подача бурового насоса, л/мин.

$$v_{тр} = 2,1 \cdot 10^{-5} \cdot (3120/0,136^2) = 3,54 \text{ л/мин}$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений $\lambda_{тр}$ зависит от режима течения жидкости Re . Этот коэффициент можно определить по формуле:

$$Re = \frac{v_{тр} \cdot d_{тр}}{\gamma}, \quad (2.23)$$

где γ – кинематическая вязкость жидкости (для применяемой промывочной жидкости $\gamma=0,785 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$).

$$Re = \frac{3,54 \cdot 0,136}{0,785 \cdot 10^{-6}} = 613299,36,$$

Коэффициент $\lambda_{тр}$ рассчитывается по формуле Альшуля:

$$\lambda_{тр} = 0,11 \left(\frac{10^{-4}}{d_{тр}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}, \quad (2.23)$$

$$\lambda_{тр} = 0,11 \cdot \left(\frac{10^{-4}}{0,136} + \frac{68}{613299,36} \right)^{0,25} = 0,281$$

Коэффициент местных сопротивлений ξ определяется по формуле Борда-Карно:

$$\xi = 1,5 \left[\left(\frac{d_{\text{ТР}}}{d_{\text{ЗАМ}}} \right)^2 - 1 \right]^2, \quad (2.24)$$

где $d_{\text{зам}}$ – внутренний диаметр ниппеля или замка (или высаженной части трубы в месте соединения труб и муфты), м.

$$d_{\text{зам}} = 0,166 \text{ м.}$$

$$d_{\text{ТР}} = 0,136 \text{ м.}$$

$$\xi = 1,5 \cdot \left[\left(\frac{0,136}{0,166} \right)^2 - 1 \right]^2 = 0,162,$$

$$H = \frac{(2850+1500) \cdot 3,54}{2 \cdot 9,81} \cdot \left(\frac{0,281}{0,136} + \frac{0,162}{10} \right) = 1365,76 \text{ кг/см}^2$$

$$N_n = \frac{3240 \cdot 1365,76}{102 \cdot 0,8} = 540,28 \text{ кВт.}$$

Суммарные затраты мощности составляют 540,28 кВт. При мощности привода насоса 650 кВт. Из этого следует, что суммарные затраты мощности не превышают мощности насоса.

2.8.2 Проверочные расчеты грузоподъемности вышки

Исходные данные:

Длина колонны, L, м	3180
Средний зенитный угол, $\theta_{\text{ср}}$, °	11
Коэффициент доп. сопротивлений, α_2	1,4
Удельный вес ПЖ, $\gamma_{\text{ж}}$, кгс/см ³	1,17
Мощность двигателя станка, N, кВт	500
Коэффициент перегрузки, λ	1,2
Тип вышки	А-образная
Грузоподъемность лебедки станка, Q _л , тс	22
Тип бурового станка	3000-ЭУК-1
Период разгона элеватора, t, с	1,8
Тип бурильных труб	ТБПН

Вес 1 м бурильных труб, кГс	32
Длина свечи, $l_{св}$, м	22
Окружная скорость барабана, V , м/с	0,7

2.8.2.1 Расчет и выбор талевой системы

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

Число рабочих ветвей m талевой системы определяется по формуле:

$$m = \frac{Q_{кр.Σ}}{Q_l \eta}, \quad (2.25)$$

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

$$Q_{кр.Σ} = Q_{кр.д} + G_д, \quad (2.26)$$

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

$$Q_{кр.д} = Q_{кр} \left(1 + \frac{V}{gt} \right), \quad (2.27)$$

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

$$Q_{кр} = \alpha_1 \alpha_2 q L \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_m} \right) \cos \theta_{cp} \left(1 + ftg \theta_{cp} \right), \quad (2.28)$$

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 труб, $q = 32,1 \text{ кГс}$; γ_m – удельный вес металла, $\gamma_m = 7,85 \text{ Гс/см}^3$; f – коэффициент трения, $f = 0,3$.

$$G_o = G \left(1 + \frac{V}{gt} \right), \quad (2.29)$$

где G – вес подвижного груза, кГс .

$$G = m_{\text{п}} + m_{\text{тб}}, \text{ кГс}, \quad (2.30)$$

где $m_{\text{п}}$ – масса вертлюга, кГс ; $m_{\text{тб}}$ – масса талевого блока, кГс .

$$G = 2420 + 5320 = 7740 \text{ кГс}.$$

Следовательно,

$$Q_{\text{кр.}\Sigma} = \left[\alpha_1 \alpha_2 q L \left(1 - \frac{\gamma_{\text{жс}}}{\gamma_m} \right) \cos \theta_{\text{cp}} \left(1 + f t g \theta_{\text{cp}} \right) + G \right] \left(1 + \frac{V}{gt} \right), \quad (2.31)$$

$$Q_{\text{кр.}\Sigma} = \left[1,0 \cdot 1,4 \cdot 32,1 \cdot 3180 \cdot \left(1 - \frac{1,17}{7,85} \right) \cdot \cos 11 \cdot \left(1 + 0,3 \cdot 1,8 \cdot 9,81 \cdot 11 \right) + 7740 \right] \cdot \left(1 + \frac{2}{9,81 \cdot 1,8} \right) = 192242,4 \text{ кГс}$$

$$\frac{Q_{\text{кр.}\Sigma}}{Q_{\text{л}}} = \frac{192242,4}{22000} = 8,74.$$

КПД талевой системы рассчитываем по формуле:

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

η – к.п.д. одного шкива = 0,98, $u_{\text{тс}}$ – Количество ветвей талевой системы,

Число рабочих ветвей:

$$\eta_{\text{тс}} = \frac{0,98(1 - 0,98^{10})}{10 \cdot (1 - 0,98)} = 0,878$$

$$m = \frac{8,74}{0,878} = 9,9$$

Принимаем число рабочих струн $m = 10$.

На основании приведённых расчётов предусматривается конструкция талевой системы – ТС 5х6, с концом каната закреплённом на лонжероне (рис. 2.10).

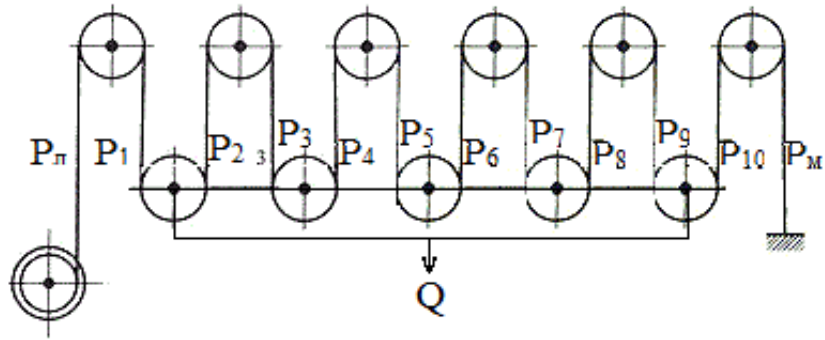


Рисунок 2.9 – Талевая система с концом каната закрепленном на основание вышки

2.8.2.2 Расчет нагрузки на мачту в статическом состоянии

Для талевой системы с концом каната закреплённом на кронблоке имеем:

$$Q_0 = Q_{кр} + G + P_l + P_m, \quad (2.32)$$

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»:

$$Q_{кр} = \alpha_1 q L \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_m} \right), \text{ кГс}; \quad (2.33)$$

$$Q_{кр} = 1,0 \cdot 32,1 \cdot 3150 \cdot \left(1 - \frac{1,17}{7,85} \right) = 77949,66 \text{ кГс}$$

$$P_l = \frac{Q_{кр} + G}{m}, \text{ кГс} \quad (2.34)$$

$$P_l = \frac{77949,66 + 7740}{10} = 8569 \text{ кГс}$$

$$P_m = \frac{P_l}{\beta^{11}};$$

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

$$P_m = \frac{8569}{1,04^{11}} = 5566,26 \text{ кГс}$$

Тогда:

$$Q_0 = 77949,66 + 7740 + 8569 + 5566,26 = 99825 \text{ кГс}$$

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

2.8.2.3 Определение усилий в ветвях талевой системы

В статическом состоянии:

Все струны талевой системы равномерно нагружены силой:

$$P = \frac{Q_{кр} + G}{m}, \text{ кГс}; \quad (2.35)$$

$$P = \frac{77949,66 + 7740}{10} = 8569 \text{ кГс}$$

При подъеме инструмента:

Обозначим усилия в рабочих ветвях соответственно P_1, P_2 и т.д.; в лебедочном конце каната – P_l , а в конце каната закрепленного на основание вышки – P_m , тогда:

$$P_1 = \frac{P_l}{\beta}, P_2 = \frac{P_1}{\beta} = \frac{P_l}{\beta^2}, P_n = \frac{P_l}{\beta^n} \quad (2.36)$$

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

При этом вес бурового снаряда можно найти из выражения:

$$Q_{кр.с} = P_l \frac{\beta^m - 1}{\beta^m (\beta - 1)}, \text{ кГс} \quad (2.37)$$

Откуда:

$$P_l = Q_{кр.с} \frac{\beta^m (\beta - 1)}{\beta^m - 1}, \text{ кГс} \quad (2.38)$$

$$P_{л} = 192242,4 \cdot \frac{1,04^{10} \cdot (1,04 - 1)}{1,04^{10} - 1} = 23709 \text{ кГс};$$

$$P_1 = \frac{23709,9}{1,04} = 22797 \text{ кГс};$$

$$P_2 = \frac{23709,9}{1,04^2} = 21921 \text{ кГс};$$

$$P_3 = \frac{23709,9}{1,04^3} = 21078 \text{ кГс};$$

$$P_4 = \frac{23709,9}{1,04^4} = 20267 \text{ кГс};$$

$$P_5 = \frac{23709,9}{1,04^5} = 19487 \text{ кГс};$$

$$P_6 = \frac{23709,9}{1,04^6} = 18738 \text{ кГс};$$

$$P_7 = \frac{23709,9}{1,04^7} = 18017 \text{ кГс};$$

$$P_8 = \frac{23709,9}{1,04^8} = 17324 \text{ кГс};$$

$$P_9 = \frac{23709,9}{1,04^9} = 16658 \text{ кГс};$$

$$P_{10} = \frac{23709,9}{1,04^{10}} = 16017 \text{ кГс};$$

$$P_{м} = \frac{23709,9}{1,04^{11}} = 15401 \text{ кГс}.$$

При спуске инструмента

$$P_{л} = Q_{кр.с} \cdot \frac{\beta - 1}{\beta(\beta^m - 1)}, \text{кГс}; \quad (2.39)$$

$$P_{л} = 192242,4 \cdot \frac{1,04 - 1}{1,04 \cdot (1,04^{10} - 1)} = 15402 \text{ кГс};$$

Соответственно:

$$P_1 = 16017 \text{ кГс}$$

$$P_2 = 16658 \text{ кГс};$$

$$P_3 = 17324 \text{ кГс};$$

$$P_4 = 18017 \text{ кГс};$$

$$P_5 = 18738 \text{ кГс};$$

$$P_6 = 19487 \text{ кГс};$$

$$P_7 = 20267 \text{ кГс};$$

$$P_8 = 21078 \text{ кГс};$$

$$P_9 = 21921 \text{ кГс};$$

$$P_{10} = 22797 \text{ кГс};$$

$$P_M = 23709 \text{ кГс}.$$

2.8.2.4 Определение нагрузки на вышку при подъеме инструмента

Нагрузка на мачту при подъеме инструмента определяется по формуле:

$$Q_0 = \sum P = P_l + P_M + \sum_m P; \quad (2.40)$$

$$Q_0 = 23709 + 15402 + (16017 + 16658 + 17324 + 18017 + 18738 + 19487 + 20267 + 21078 + 21921 + 22797) = 231420 \text{ кГс}$$

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

2.8.2.5 Определение КПД талевой системы

КПД талевой системы определяется по формуле:

$$\eta_{ТС} = P / P_l, \quad (2.41)$$

где P – натяжение в лебедочном конце каната без учета сил трения в роликах, кГс; P_l – действительное натяжение в лебедочном конце каната при подъеме инструмента, рассчитанное по формуле (2.34).

$$P = \frac{Q_{кр}}{m} \quad (2.42)$$

Следовательно:

$$\eta_{ТС} = \frac{\beta^m - 1}{m\beta^m(\beta - 1)}; \quad (2.43)$$

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

2.8.2.6 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:

$$Q_i = \frac{102N_0\eta\eta_{ТС}}{V_{кр.i}} , \quad (2.44)$$

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

$$Q_i = \frac{102 \cdot 720 \cdot 0,85 \cdot 0,81}{0,2} = 252817,2 \text{ кГс}$$

$$252817,2 \text{ кГс} \geq 192242,4 \text{ кГс} .$$

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

2.8.2.7 Расчет талевого каната

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

$$R_k \geq kQ_{л.маx} , \quad (2.45)$$

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

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

$$Q_{л.маx} = \frac{102N_0\lambda\eta}{V_{мин}} \text{ кГс} , \quad (2.46)$$

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

$$Q_{л. \max} = \frac{102 \cdot 720 \cdot 1,2 \cdot 0,85}{0,2} = 374544 \text{ кГс}$$

$$R_k = 2,5 \cdot 374544 = 936360 \text{ кГс.}$$

Для $R_k = 936360$ 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.

2.8.2.8. 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:

$$q_{\text{усл}} = \frac{Q_{\text{кр.}\Sigma} l_{\text{св}}}{L}, \text{ кГс,} \quad (2.47)$$

где $l_{\text{св}}$ – длина одной свечи, $l_{\text{св}} = 22$ м; L – длина колонны бурильных труб $L = 3150$ м;

$$q_{\text{усл}} = \frac{192242,4 \cdot 22}{3150} = 1342 \text{ кГс} = 13,16 \text{ кН}$$

$$N_{\text{св}} = \frac{L}{l_{\text{св}}} = \frac{3150}{22} = 143,2 \text{ шт,}$$

Принимаем количество свечей = 144 шт.

Таблица 2.15 – Подъемные характеристики лебедки ЛБУ22-720(5х6) [6]

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

$$N_n = \frac{Q_n}{q_{\text{усл}}} \text{ шт,} \quad (2.48)$$

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

$$N_{IV} = \frac{380}{13,2} = 29 \text{ шт},$$

$$N_{III} = \frac{850}{13,2} = 65 \text{ шт},$$

$$N_{II} = \frac{1470}{13,2} = 111 \text{ шт},$$

$$N_I = \frac{2250}{13,2} = 170 \text{ шт}.$$

Таким образом:

$$IV = 29 \text{ шт}; III = 34 \text{ шт}; II = 54 \text{ шт}; I = 30 \text{ шт}.$$

2.8.3 Проверочный расчет бурильных труб на прочность

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

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.

2.8.3.1 Расчет колонны бурильных труб в верхнем сечении

Запас прочности:

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

$$n_{I-I} = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_\Sigma \cdot K_K} \geq 1,4, \quad (2.49)$$

где $[\sigma_T]$ – предел текучести материала БТ; σ_Σ – суммарное напряжение в верхней части БТ, $\text{кгс}/\text{см}^2$; K_K – коэффициент концентрации напряжений,

$$K_K = 1,5.$$

Предел текучести для стальных труб группы прочности Т - 10000 кГс/см².

Суммарное напряжение согласно теории прочности

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2}, \quad (2.44)$$

где σ_p – напряжение растяжения в верхней части колонны, кГс/см²;
 $\sigma_{из}$ – напряжение изгиба, определяемое центробежными силами, кГс/см²;
 τ – касательные напряжение, кГс/см².

Напряжение растяжения

$$\sigma_p = \frac{Q_{кр} - P_{ос}}{F}, \quad (2.50)$$

где $Q_{кр}$ – вес колонны БТ с учетом сил трения, кГс; $P_{ос}$ – осевая нагрузка на ПРИ, кГс; F – площадь сечения БТ, см².

$$Q = \alpha_1 \cdot L \cdot q \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_m}\right), \text{ кГс}, \quad (2.51)$$

где Q – вес снаряда без учёта сил прихвата и угла наклона скважины, кГс; α_1 – коэффициент, учитывающий тип соединения БТ, для соединения «труба в трубу» $\alpha_1 = 1,0$; L – глубина скважины, м; q – вес 1 м труб, $q = 32,1$ кГс/м; γ_m – удельный вес металла, $\gamma_m = 7,85$ кГс/см³.

$$Q = 1,0 \cdot 3180 \cdot 32,1 \cdot \left(1 - \frac{1,17}{7,85}\right) = 77849,7 \text{ кГс}$$

Вес колонны бурильных труб с учетом сил трения и искривления скважины определяется как:

$$Q_k = \alpha_2 \cdot Q \cdot \cos \Theta \cdot (1 + f \cdot \operatorname{tg} \Theta), \quad (2.52)$$

где Q_k – вес колонны бурильных труб с учетом сил трения и искривления скважины, кГс; α_2 – коэффициент дополнительных сопротивлений, $\alpha_2 = 1,2$; L – глубина бурения, м; θ – средний зенитный угол, град; f – коэффициент трения, $f = 0,3$.

$$Q_k = 1,2 \cdot 77849,7 \cdot \cos 11^\circ \cdot (1 + 0,3 \cdot \operatorname{tg} 11^\circ) = 97050,85 \text{ кГс},$$

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (d^2 - d_1^2), \quad (2.53)$$

где d – наружный диаметр БТ, см; d_1 – внутренний диаметр БТ, см.

$$F = \frac{3,14}{4} \cdot (14,6^2 - 13,55^2) = 26,20 \text{ см}^2$$

Исходя из этого рассчитываем σ_p :

$$\sigma_p = \frac{97050,85 - 15000}{26,20} = 3130,60 \text{ кгс.}$$

Напряжение изгиба

$$\sigma_{из} = \frac{\pi^2 EI \varphi}{l^2 W_{из}} \leq [\sigma_{из}], \quad (2.54)$$

где E – модуль Юнга, $E = 2 \cdot 10^6 \text{ кгс/см}^2$; I – экваториальный момент инерции поперечного сечения БТ, см^4 ; l – длина полуволны прогиба, см; $W_{из}$ – осевой момент сопротивления изгибу площади рассчитываемого сечения трубы, см^3 ; φ – стрела прогиба, см.

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (d^4 - d_1^4), \text{ см}^4, \quad (2.55)$$

$$I = \frac{3,14}{64} \cdot (14,6^4 - 13,55^4) = 575,37 \text{ см}^4,$$

$$\varphi = \frac{D - d}{2}, \text{ см}, \quad (2.56)$$

где D – диаметр скважины по расширителю, см; d – наружный диаметр БТ, см.

$$\varphi = \frac{29,5 - 14,6}{2} = 7,45 \text{ см},$$

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt{0,5 \cdot z + \sqrt{0,25 \cdot z^2 + \frac{E \cdot I \cdot \omega^2}{10^3 \cdot q \cdot g}}}, \quad (2.57)$$

где q – вес 1 м бурильных труб, кгс; g – ускорение силы тяжести, м/с^2 ; ω – угловая скорость вращения, с^{-1} ; z – длина участка колонны от рассматриваемого участка до нулевого сечения, м.

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30}, \text{ с}^{-1}, \quad (2.58)$$

$$\omega = \frac{3,14 \cdot 100}{30} = 10,5 \text{ с}^{-1}.$$

$$z = L_p = L - L_{сж}, \quad (2.59)$$

где $L_{сж}$ – длина участка колонны от забоя до нулевого сечения, м.

$$L_{сж} = \frac{P}{\alpha \cdot q \cdot \left(1 - \frac{\gamma_{жс}}{\gamma_m}\right) \cdot \cos \theta_{ср}^{\circ}}, \text{ м} \quad (2.60)$$

α – коэффициент, учитывающий увеличение массы трубы за счет соединений, для замкового соединения 1,1.

$$L_{сж} = \frac{15000}{1,1 \cdot 32,1 \cdot \left(1 - \frac{1,17}{7,85}\right) \cdot \cos 11^{\circ}} = 509 \text{ м},$$

$$z = 3150 - 509 = 2641 \text{ м},$$

Осевой момент сопротивления изгибу площади рассчитываемого сечения трубы равен:

$$l = \frac{10}{10,5} \cdot \sqrt{0,5 \cdot 2641 + \sqrt{0,25 \cdot 2641^2 + \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 573,37 \cdot 10,5^2}{10^3 \cdot 32,1 \cdot 9,81}}} = 50,26 \text{ м},$$

$$W_{из} = \frac{\pi \cdot (d^4 - d_1^4)}{32 \cdot d}, \text{ см}^3, \quad (2.61)$$

$$W_{из} = \frac{3,14 \cdot (14,6^4 - 13,55^4)}{32 \cdot 14,6} = 78,82 \text{ см}^3$$

Длина полуволны прогиба более длины одной трубы, следовательно, по рекомендации Саркисова Г.М., принимаем $l = 11 \text{ м}$.

$$\sigma_{из} = \frac{3,14^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 575,37 \cdot 7,45}{1100^2 \cdot 78,82} = 886,3 \text{ кгс}$$

Напряжение кручения

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_{кр}}, \quad (2.62)$$

где $W_{кр}$ – полярный момент сопротивления кручению поперечного сечения бурильных труб, см³; $M_{кр}$ – крутящий момент, кГс·см;

$$W_{кр} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{(d^4 - d_1^4)}{d}, \text{ см}^3, \quad (2.63)$$

$$W_{кр} = \frac{3,14}{16} \cdot \frac{(14,6^4 - 13,55^4)}{14,6} = 157,64 \text{ см}^3$$

$$M_{кр} = 97400 \cdot \frac{N}{n}, \text{ см}^3. \quad (2.64)$$

где N – полная мощность, кВт:

$$N = N_{\text{бт}} + N_{\text{рз}}, \quad (2.65)$$

где $N_{\text{бт}}$ – мощность, затрачиваемая на вращение колонны бурильных труб, кВт (формула 2.13); $N_{\text{рз}}$ – мощность, затрачиваемая на разрушение забоя скважины, кВт (формула 2.14).

$$N = 161,71 \text{ кВт},$$

$$M_{кр} = 97400 \cdot \frac{161,71}{100} = 157505,54 \text{ кГс} \cdot \text{см},$$

$$\tau = \frac{157505,54}{157,64} = 999,15 \text{ кГс/см}^2,$$

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(3130,6 + 886,3)^2 + 4 \cdot 999,15^2} = 4486,5 \text{ кГс/см}^2,$$

$$n_{I-I} = \frac{10000}{4486,5 \cdot 1,5} = 1,5 > 1,4$$

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.

2.8.3.2 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:

$$n_{II-II} = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_\Sigma K_\kappa} \geq 1,7, \quad (2.66)$$

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

$$\sigma_\Sigma = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{из})^2 + 4\tau^2} \geq [\sigma_T], \quad (2.67)$$

где $\sigma_{сж}$ – напряжение сжатия, $\text{кГс}/\text{см}^2$; $\sigma_{из}$ – напряжение изгиба, $\text{кГс}/\text{см}^2$; τ – касательные напряжение, $\text{кГс}/\text{см}^2$.

Напряжение сжатия

$$\sigma_{сж} = \frac{P_{ос}}{F}, \quad (2.68)$$

где $P_{ос}$ – осевая нагрузка на ПРИ, кГс ; F – площадь сечения БТ, $26,2 \text{ см}^2$.

$$\sigma_{сж} = \frac{15000}{26,2} = 572,5 \text{ кГс}/\text{см}^2.$$

Напряжение изгиба

$$\sigma_{из} = \frac{\pi^2 EI \varphi}{l^2 W_{из}} \leq [\sigma_{из}],$$

где $\varphi = 7,45 \text{ см}$; $E = 2 \cdot 10^6 \text{ кГс}/\text{см}^2$; $I = 575,37 \text{ см}^4$; $W_{из} = 78,82 \text{ см}^3$; l – длина полуволны для сжатой части БТ.

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt{0,5 \cdot z + \sqrt{0,25 \cdot z^2 + \frac{E \cdot I \cdot \omega^2}{10^3 \cdot q \cdot g}}}, \text{ м} \quad (2.69)$$

$$l = \frac{10}{10,5} \cdot \sqrt{-0,5 \cdot 509 + \sqrt{0,25 \cdot 509^2 + \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 573,37 \cdot 10,5^2}{10^3 \cdot 32,1 \cdot 9,81}}} = 19,7 \text{ м}$$

где Z – длина сжатого участка колонны БТ, м.

$$z = L_{сж} = 509 \text{ м}.$$

Длина полуволны прогиба более длины одной трубы, следовательно, по рекомендации Саркисова Г.М., принимаем $l=11$ м.

Следовательно, σ_{uz} сжатой части БТ равно σ_{uz} растянутой части БТ:

$$\sigma_{uz} = 886,3 \text{ кгс}$$

Напряжение кручения

$$\tau = \frac{M_{кр}}{W_{кр}},$$

где $M_{кр}$ – крутящий момент, $\text{кгс}\cdot\text{см}$; $W_{кр}$ – полярный момент сопротивления кручению поперечного сечения БТ.

$$M_{кр} = 97400 \frac{N}{n}, \quad (2.70)$$

где N – затраты мощности, кВт.

$$N = 1,5 \cdot N_{pz}, \quad (2.71)$$

где N_{pz} – мощность на разрушение забоя, кВт (формула 2.19).

$$N = 1,5 \cdot 133,75 = 200,625$$

$$M_{кр} = 97400 \cdot \frac{200,625}{100} = 195408,75 \text{ кгс}\cdot\text{см},$$

$$\tau = \frac{195408,75}{157,64} = 1239,6 \text{ кгс/см}^2.$$

Суммарное напряжение

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{(572,5 + 886,3)^2 + 4 \cdot 1239,6^2} = 2878,1 \text{ кгс/см}^2.$$

Запас прочности

$$n_{II-II} = \frac{10000}{2878,1 \cdot 1,5} = 2,31 > 1,7.$$

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.

2.8.3.3 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 усилия 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

$$n_{0-0} = \frac{n_{\sigma} \cdot n_{\tau}}{\sqrt{n_{\sigma}^2 + n_{\tau}^2}} \geq 1,3, \quad (2.72)$$

где n_{σ} – запас прочности по нормальным напряжениям; n_{τ} – запас прочности по касательным напряжениям.

Запас прочности по нормальным напряжениям

$$n_{\sigma} = \frac{[\sigma_{-1}]}{\sigma_{из} K_D} \geq 1,3, \quad (2.73)$$

где $[\sigma_{-1}]$ – предел выносливости материала при изгибе с симметричным циклом, кГс/см²; K_D – коэффициент, учитывающий ударный характер нагрузки, $K_D = 1,5$.

$$[\sigma_{-1}] = 0,41 \cdot [\sigma_T]; \quad (2.74)$$

$$[\sigma_{-1}] = 0,41 \cdot 10000 = 4100 \text{ кГс};$$

$$n_{\sigma} = \frac{4100}{886,3 \cdot 1,5} = 3,08 > 1,3$$

Запас прочности по касательным напряжениям

$$n_{\tau} = \frac{[\tau]}{\tau_{\phi}} \geq 1,3, \quad (2.75)$$

где $[\tau]$ – допустимое напряжение при кручении, $\text{кГс}/\text{см}^2$; τ_{ϕ} – напряжение кручения в нулевом сечении колонны бурильных труб, $\text{кГс}/\text{см}^2$.

$$\tau_{\phi} = \frac{M_{кр}}{W_{\kappa}}.$$

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:

$$M_{кр} = 97400 \frac{N_z + N_{\phi m}^1}{n}, \quad (2.70)$$

где $N_{\phi m}^1$ – мощность на вращение колонны бурильных труб от забоя до нулевого сечения, кВт.

$$N_{\phi m}^1 = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot \left\{ (1,6 \cdot 10^{-8})(1 + 0,6) \left[\frac{(0,9 + 0,02\delta)}{1 + 0,013\delta} \right] \cdot \left[\frac{D_{\phi}}{(EI)^{0,16}} \right] \cdot n^{1,85} \cdot L^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \cdot \sin\theta_{cp}) + 2 \cdot 10^{-7} \delta n G \right\} \quad (2.71)$$

$$N_{mp}^1 = 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,0 \cdot 1,1 \cdot 1,0 \cdot \left\{ (1,6 \cdot 10^{-8})(1 + 0,6) \cdot \left[\frac{(0,9 + 0,02 \cdot 74,5)}{1 + 0,013 \cdot 74,5} \right] \cdot \left[\frac{295}{(2 \cdot 10^6 \cdot 550,82)^{0,16}} \right] \cdot 100^{1,85} \cdot 509^{0,75} (1 + 0,44 \sin 11) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot 74,5 \cdot 100 \cdot 15000 \right\} = 23,27 \text{ кВт.}$$

$$M_{кр} = 97400 \cdot \frac{23,27 + 133,75}{100} = 152937,48 \text{ кГс} \cdot \text{см}^2;$$

$$\tau_{\phi} = \frac{152937,48}{157,64} = 970,17 \text{ кГс} \cdot \text{см}^2;$$

$$n_{\phi} = \frac{1550}{970,17} = 1,59 > 1,3$$

Условие прочности выполнено.

Суммарный запас прочности

$$n_{0-0} = \frac{3,08 \cdot 1,59}{\sqrt{3,08^2 + 1,59^2}} = 1,43 > 1,3.$$

Условие прочности выполнено.

2.9 Разработка мероприятий по предупреждению аварий при бурении скважин

В процессе буровых работ возможными видами аварий являются:

1) аварии, связанные с колонной 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 бурильных труб:

– применение бурильных труб, соответствующих по своей прочности выбранному режиму бурения;

– проведение систематического шаблонирования бурильных труб и осмотра их соединений;

– обеспечение условия складирования и транспортировки бурильных 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 бурильных 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 бурильной колонны с последующим забуриванием нового ствола скважины.

– при обрыве бурильной колонны в результате прихвата для его ликвидации производится спуск метчика (колокола) на бурильных трубах с левой резьбой и соединения с оставшейся частью бурильных 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 буровой 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 затычках, 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.

2.10 Механизация спуско-подъемных операций

Спуско-подъёмные 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.

2.11 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.

2.12 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 подразделения сургутнефтегазского ДРСУ.

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.

3 ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ И ПОДСОБНЫЕ ЦЕХА

3.1 Виды технического обслуживания и ремонтов

Обслуживание бурового оборудования производится для предупреждения износа деталей и сопряжений путем своевременного проведения регулировочных работ, смазки, выявления возникающих дефектов и их устранения.

Техническое обслуживание подразделяется на два вида:

ежедневное ТО;

периодическое ТО, выполняемое после отработки машиной определенного количества часов или дней;

Текущий ремонт производится на месте силами слесаря в процессе эксплуатации для бесперебойной работы буровой.

При текущем ремонте проводится частичная разборка оборудования, ремонт отдельных узлов или замена изношенных деталей, сборка, регулировка и испытание согласно инструкции по эксплуатации;

На буровой имеется запас расходных материалов и запасных частей, которые подверглись ремонту или новые.

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;

Данный вид ремонта 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.

3.2 Организация энерго- и водоснабжения

Куст полностью электрофицирован, также на случай внепланового отключения электроэнергии на неопределенный срок может быть запущена в действие автономная дизельная электростанция.

Техническое водоснабжение куста ведется из скважины за счет подземных вод. Питательная вода завозится на куст водовозом.

3.3 Транспортный цех

Транспортные перевозки на Фёдоровском месторождении осуществляется посредством колесного транспорта по дороге, сооруженной из песка и гравия. Для оперативной связи с другими месторождениями и населенными пунктами осуществляют с помощью вертолётов и автомобильным транспортом. Для перевозки людей применяют полноприводные автомобили на шасси Камаз 4310 и Урал 4320, для обеспечения буровой расходными материалами, также применяют автомобили с повышенной проходимостью.

3.4. 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. Также буровая вахта обеспечена комплектом раций для четкого и быстрого взаимодействия.

3.5. Культурно-бытовое и медицинское обслуживание

Вагон-дома, столовая, баня, сушилки и туалет на месторождении собраны в единый комплекс «жилой городок». Вагон-дома оборудованы всем необходимым для комфортного проживания в нём. Вагон-баня представляет собой парилку и три душевых места. Также есть полностью благоустроенный туалет и умывальники. На буровой присутствует дежурный врач, в кабине бурильщика, в вагоне культбудке есть медицинские аптечки.

4 СПЕЦИАЛЬНЫЙ РАЗДЕЛ ПРОЕКТА «ПРОХОДКА НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ»

Наклонно-направленное бурение впервые начали применять в середине XX века. Это было связано с поисками новых, более рациональных и экономичных, методов добычи нефти в сложных геологических условиях. Область применения наклонно-направленного бурения весьма обширна, его используют при разработке месторождений в акваториях, в болотистых или сильно пересечённых местностях и в случаях, когда строительство буровых может не соответствовать условиям охраны окружающей среды. На сегодняшний день метод получил широкое распространение: с каждым годом потребность в работах наклонно-направленного бурения возрастает как на суше, так и в шельфовой зоне морей.

Наклонно-направленное бурение – это способ строительства скважин с отклонением от вертикали на заданный угол по заданному направлению. В случае, когда зенитный угол наклонно-направленной скважины больше 85° , и она имеет горизонтальный участок профиля большой протяженности, то такая скважина называется горизонтальной.

Наклонно направленные скважины обладают рядом преимуществ над вертикальными скважинами: возможность разведки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, расположенных под крупными промышленными объектами, в условиях гористой, заболоченной местности, под крупными водоемами; увеличение поверхности фильтрации продуктивного пласта в отдельных скважинах; экономия плодородных земель и лесных массивов; вскрытие пластов при наличии сброса, в стратиграфических ловушках, при обходе соляных куполов.

Данный метод бурения также имеет большое количество технологических недостатков, связанных с неустойчивостью стенок и проблемами очистки ствола скважины, с увеличением количества спускоподъёмных операций, повышенными требованиями к качеству и составу бурового раствора.

Бурение наклонно-направленных скважин осуществляется с использованием специальных профилей. Обязательным условием их применения является создание начального участка в строго вертикальном положении.

Для безаварийного проведения работ по бурению наклонных скважин необходимо грамотно проектировать и рассчитывать профиль скважины, определять зенитные и азимутальные углы, радиус и интенсивность искривления.

Проектирование профилей наклонно направленных скважин включает в себя:

- выбор типа профиля;
- в определении интенсивности искривления на отдельных участках ствола;
- расчет профиля, включающем расчет длин глубин по вертикали и отходов по горизонтали для каждого интервала ствола и скважины в целом.

Профили наклонно-направленных скважин можно подразделить на плоские и пространственные. Плоский профиль расположен в одной вертикальной плоскости. Скважины такого профиля целесообразно бурить в таких районах, где существенное влияние на искривление оказывают геологические условия. Профиль скважины следует проектировать так, чтобы максимально использовать естественное искривление ствола скважины и свести к минимуму интервалы бурения с отклонителем.

Так же профили скважин различаются по количеству интервалов ствола. Интервал – это участок скважины с постоянной интенсивностью искривления. По этому признаку скважины классифицируются на двух, трех, четырех, пяти и более интервальных. Наиболее простым с точки зрения геометрии является двухинтервальный профиль, который состоит из вертикального участка и интервала набора зенитного угла. Такой тип профиля обеспечивает наибольшее

отклонение скважины при прочих равных условиях, однако требует постоянного применения специальных компоновок на втором интервале, что приводит к значительному увеличению затрат средств и времени на бурение.

Трехинтервальный тип профиля включает в себя: вертикальный участок, интервал набора зенитного угла и третьего участка, который может быть представлен в двух видах. В одном случае третий участок может быть прямолинейным (интервал стабилизации зенитного угла), в другом – участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла. Трехинтервальные профили чаще применяются в мягких, малоабразивных породах, когда центрирующие элементы компоновок низа бурительной колонны подвергаются меньшему износу в процессе бурения. Такие типы профилей позволяют максимально ограничить время работы с отклонителем и при наименьшем зенитном угле скважины получить сравнительно большое отклонение от вертикали.

Самый востребованный в Западной Сибири – это четырехинтервальный тип профиля. Данный тип включает вертикальный участок, участок набора зенитного угла, участок стабилизации и участок уменьшения зенитного угла. Данный тип применяется в скважинах с большим отклонением от вертикали и в том случае, когда по геолого-техническим условиям затруднено безаварийное бурение компоновками с полноразмерными центраторами в нижних интервалах ствола скважины [5].

Немаловажным является определение зенитных и азимутальных углов, радиуса и интенсивности искривления.

Зенитный угол θ – это угол между вертикалью и осью скважины в заданной точке. Зенитный угол замеряется строго в апсидальной плоскости, если спроецировать траекторию ствола на любую другую вертикальную плоскость зенитный угол будет отображен с некоторым отклонением от своего реального значения. Зенитный угол в процессе искривления скважины может увеличиваться (выполаживаться) или уменьшаться (выкручиваться) [8].

Для определения значений зенитного и азимутального угла в стволе скважины применяют прибор инклинометр.

При изменении только зенитного или азимутального угла в процессе искривления, данное искривление принято называть плоским. Изменение угла искривления (зенитного или азимутального) на исследуемом интервале l называется приращением искривления на интервале l ($\Delta\alpha$ или $\Delta\theta$).

Интенсивность искривления по зенитному или азимутальному углу – это отношение приращения зенитного или азимутального искривления на интервале к длине этого интервала.

Изучение практики буровых работ показало, что все скважины в процессе бурения подвергаются искривлению в большей или меньшей степени. При самопроизвольном отклонении профиля скважины от заданного значения, искривление называют естественным, если осуществляется преднамеренно, – для решения поставленной какой-либо технической задачи, – то искусственным.

Естественное искривление происходит ряду причин (геологических, технических, технологических), учитывая которые, можно направить скважину в нужное положение.

Искусственное отклонение скважин от первоначальной траектории можно разделить на наклонное, горизонтальное бурение и многозабойное (разветвленно-наклонное, разветвленно-горизонтальное) и многоствольное (кустовое) бурение.

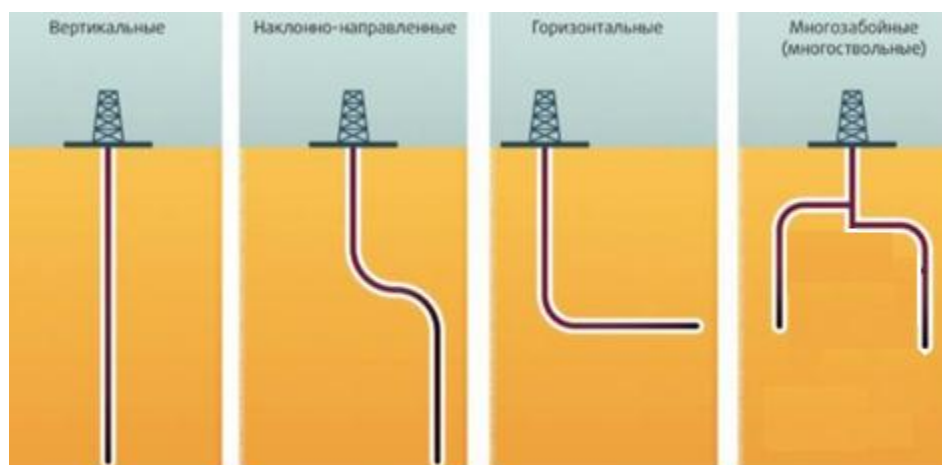


Рисунок 4.1 – Основные типы проекций наклонно-направленных скважин

Конструкция скважины должна обеспечивать выполнение поставленных задач, то есть достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазовой залежи и проведение всего намеченного комплекса исследовательских работ в скважине.

Для осуществления искусственного искривления скважин применяют: отклонители; технологические снаряды; ориентаторы.

Отклонители служат для искусственного отклонения свола скважины и делятся на три группы:

- стационарные клиновые отклонители;
- извлекаемые (съёмные) клиновые отклонители;
- отклонители непрерывного действия (ОНД).

Технологические снаряды выполняют цикл операций по отклонению ствола скважины. Данные снаряды способствуют постановке отклонителя, также после его установки выполняют определенные операции по искусственному искривлению ствола и по назначению можно разделить на:

- снаряды для подготовки забоя скважины для постановки отклонителя;
- расширители пилот-скважины;
- снаряды - фрезеры;
- снаряды плавного искривления (СПИ);
- жесткие снаряды для устранения нежелательной кривизны ствола скважины.

Важнейшей составной частью технологии направленного бурения являются отклонители.

В настоящее время для бурения наклонно-направленных скважин при освоении нефтяных и газовых месторождений применяют роторные управляемые системы (РУС), в сочетании с применением винтовых забойных гидродвигателей.

Отклонители основанные на принципе работы ВЗД применяются в различных геологических условиях для строительства наклонно-направленной скважины по плавной траектории или для забуривания дополнительных стволов от искусственных забоев при многоствольном бурении.

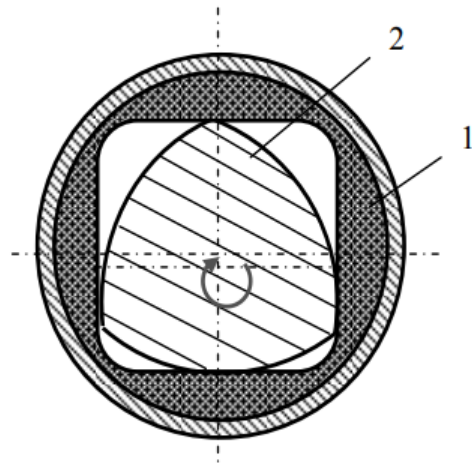


Рисунок 4.2 – Схема поперечного сечения объемного двигателя: 1 – статор; 2 – ротор

Внутренняя поверхность статора изготовлена из технической резины, для достижения герметичного прилегания гладкой стальной наружной поверхности ротора к внутренней поверхности статора, а разность давлений в пустотах между ротором и статором при прокачивании бурового раствора приводит во вращение ротор вокруг оси статора.

Различают два вида РУС: с отклонением долота (рис. 3) и с изменением направления перекоса долота (рис. 4).

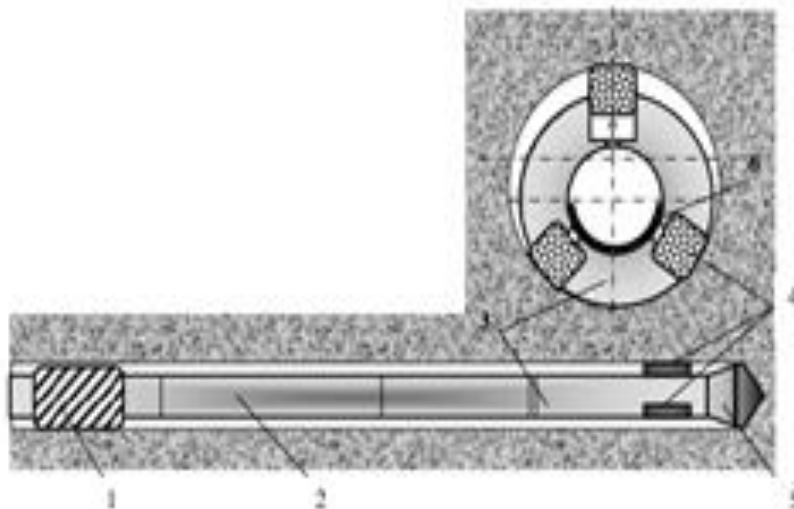


Рисунок 4.3 – Схема роторной управляемой системы с отклонением долота: 1 – стабилизатор; 2 – блок управления; 3 – блок отклонения; 4 – выдвижные башмаки; 5 – долото; 6 – заслонка

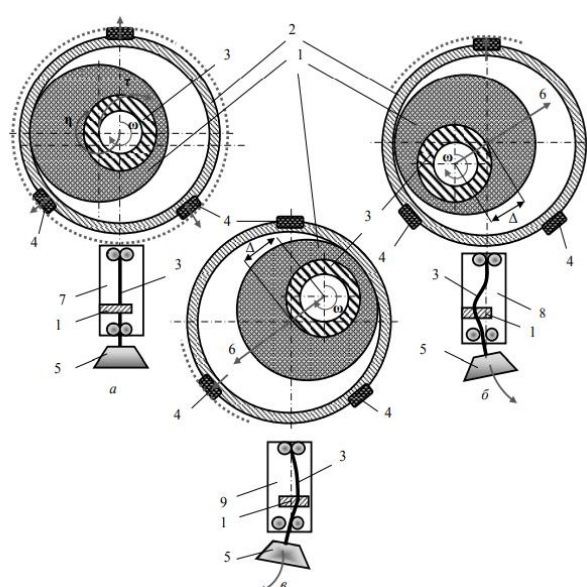


Рисунок 4.4 – Схемы работы РУС с позиционированием долота:
 а – положение системы, определяющей прямолинейное направление бурения; б, в – положения системы, определяющей изменение направления бурения; 1 – эксцентриковая втулка; 2 – корпус- статор; 3 – вал-ротор; 4 – выдвижные плашки; 5 – долото; 6 – направление искривления скважины; 7 – схема РУС при прямолинейном бурении; 8, 9 – схемы РУС при изменении направления бурения

Схема роторной управляемой системы с отклонением долота основана на принципе фрезерованием стенки скважины, за счёт отклоняющей силы. второй асимметричного разрушения забоя скважины. В основу работы РУС с позиционированием долота положено асимметричное разрушение забоя скважины.

Бурение наклонно направленных участков на Фёдоровском месторождении будет вестись по способу основанном на использовании винтового забойного двигателя с изогнутым корпусом. При данном способе будет происходить непрерывный процесс набора искривления скважины долотом нормального диаметра. При данном способе для набора искривления на долото в процессе бурения действует перпендикулярная его оси

сила. Процесс наклонно-направленного бурения будет осуществляться за счёт управления отклоняющей силой в нужном направлении.

Интенсивность искривления зависит также от частоты вращения долота и осевой нагрузки в процессе бурения. Чем выше частота вращения долота и чем меньше осевая нагрузка, тем интенсивнее действует отклоняющая сила, долото фрезерует стенку скважины и искривление происходит более интенсивно.

Для стабилизации угла искривления применяются специальные компоновки с стабилизатором. Ориентирование отклоняющей силы в нужном азимуте осуществляется визирным спуском бурильной колонны «по меткам», а при бурении параметры изменения траектории контролируются телеметрическими системами, чувствительные элементы которых устанавливаются в немагнитную трубу в компоновке. Данные считываются в режиме реального времени, которые включают в себя координаты пространственного положения компоновки в данный момент, интенсивность и направление угла искривления. Использование телеметрических систем позволяет вывести строительство скважин на качественно новый уровень и получить максимальное соответствие проектной траекторий скважины к фактической.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ БУРОВЫХ РАБОТ

Сооружение скважин представляет собой опасный производственный процесс. Важным является то, насколько четко и слаженно происходит взаимодействие работающих служб и персонала, и как своевременно и точно поступают различные сведения, касающиеся безопасности людей.

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность – это ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация считается с интересами коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за последствия их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассмотрена безопасность проведения работ на полевом этапе, выявлены вредные и опасные производственные факторы, рассмотрены мероприятия по охране окружающей среды, а также описана чрезвычайная ситуация, которая может возникнуть при сооружении скважины, и предложены пути ее ликвидации.

5.1 Производственная безопасность

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект, реализация которого предполагает проведение полевого этапа работ, заключающегося в сооружении разведочно-эксплуатационной скважины на территории Фёдоровского нефтяного месторождения.

Фёдоровское месторождение находится в Ханты-Мансийском Автономном округе Российской Федерации в 40 км к Северо-Востоку от г. Сургут. Приурочено к Фёдоровской, Моховой, Северо-Сургутской и Оленьей структурам Сургутского нефтегазозоносного района Средне-Обской нефтегазозоносной области Западно-Сибирской нефтегазозоносной провинции.

Характер местности – лесотундра. Вся территория приравнена к районам Крайнего Севера.

Время проведение работ август 2018 года.

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.

Безопасность условий труда на буровой регулируются Трудовым Кодексом РФ, согласно которого к буровым работам допускаются лица мужского пола, не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и имеющие квалификацию для ведения данного вида работ.

Перед началом работ все рабочие сдают экзамены по технике безопасности. Лица, допущенные к полевым работам, также проходят курс обучения и получают инструктаж по технике безопасности (вводный и на рабочем месте). Обучение и инструктаж записываются в специальном журнале. Повторный инструктаж рабочих проводится не реже одного раза в квартал.

При проведении работ, предусмотренных данным проектом, на людей воздействуют опасные и вредные производственные факторы.

Данные факторы могут негативно влиять на рабочих и выразиться в возникновении травмирования, общего заболевания, недомогания, пониженной работоспособностью.

При проведении запроектированных работ, могут формироваться опасные и вредные факторы, которые приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ

Этапы работ	Наименование запроектованных видов работ и параметров производственного процесса	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
Полевой	Транспортировка и монтаж-демонтаж оборудования. Бурение скважин и вспомогательные работы	<p>Движущиеся машины механизмы различного оборудования. Статическое электричество. Острые кромки, заусеницы шероховатость на поверхности инструментов труб. Электрический ток. Аппараты, работающие под давлением</p>	<p>Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. Повреждения в результате контакта с насекомыми. Превышение уровня шума и вибрации. Недостаточное освещение рабочей зоны.</p>	<p>ГОСТ 12.1.005-2000 ГОСТ 12.1.012-2004 ГОСТ 12.4.125-2001 ГОСТ 12.1.030-2001 СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ Р 12.1.019-2009 ГОСТ 12.2.003-91 ПБ 08-37-2005</p>

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонения показаний микроклимата на открытом воздухе и в помещении.

Буровые работы связаны с постоянной работой на открытом воздухе.

Климат района суровый, минимальные температуры зимой достигают -55 °С, максимальные летом до +35 °С. Климатические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье. Их отклонение может негативно отражаться на организме, становясь причиной как пересыхания, растрескивания кожи и слизистой, заражения болезнетворными микроорганизмами, тепловых ударов, так и переохлаждения, обморожений.

Буровая установка оборудована навесами, подсобными помещениями для ведения работ круглогодично.

Для защиты персонала от перегрева в летнее время, на буровой предусматривается сооружение навеса (натягивается тент на буровую), используется спецодежда, головные уборы. Также для профилактики неблагоприятного влияния высокой температуры воздуха будут соблюдаться рациональное питание и правильный питьевой режим.

Для защиты персонала от погодных явлений в зимнее время буровая установка должна быть оснащена обогреваемыми помещениями. Рабочие должны быть обеспечены теплой спецодеждой и обувью.

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

Недостаточное освещение рабочего места затрудняет выполнение работы, вызывает утомление, увеличивает риск производственного

травматизма. Длительное пребывание в условиях недостаточного освещения способствует развитию близорукости.

На буровой применяется искусственное и естественное освещение. Источниками света являются лампы накаливания. Буровые должны быть оборудованы пылеводонепроницаемыми светильниками. Искусственное освещение буровой установки осуществляется под напряжением 12В.

Таблица 5.2 – Нормы освещения по СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»

Рабочее место	Рабочая поверхность	Плоскость нормирования освещенности	Разряд зрительной работы	Нормируемая освещенность, лк
Пульт управления	Кнопки, рычаги	Горизонтальная	VI	100
Роторный стол	Роторный стол	Горизонтальная	–	100
Комплекс механизмов для СПО, установка для автоматизации СПО	Пульт механизма захвата и подъема свечей	Горизонтальная	X	30
Буровой насос	На уровне масла	Вертикальная	VIIIб	30
	На шкалах приборов контроля	Вертикальная	IVг	100
Буровая лебедка	Барабан	Вертикальная – 1,5	X	30

Повреждения в результате контакта с насекомыми имеет особое значение, так как в районе много кровососущих насекомых комаров, мошки, мокреца, иксодовых клещей. Имеются случаи заболевания клещевым энцефалитом, в результате которого происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после укуса клеща, сопровождается высокой температурой. Клещи располагаются на ветвях деревьев, кустарниках и травах и цепляются за одежду проходящего человека. Клещи наиболее активны в конце мая – середине июня в любое время суток и в любую погоду, кроме сильных дождей.

Для предотвращения укусов клещей все работники партии будут обеспечены энцефалитными костюмами и индивидуальными медицинскими пакетами.

Повышенный уровень шума и вибраций.

Основные источники шума на буровой являются: роторный стол, буровая лебедка, вибросито, электропривод, буровые насосы, дизельная электростанция. Для защиты персонала применяются коллективные средства защиты: защитные кожухи, глушители шума. Также применяются индивидуальные средства защиты, такие как наушники.

Признаки воздействия шума на организм человека проявляются как в виде специфического поражения органов слуха, так и в быстрой утомляемости, снижении реакции работающего.

Повышенный уровень общей вибрации (по ГОСТ 12.0.003-15) [20].

Источниками вибрации на буровой являются электропривод, буровые насосы, роторный стол.

Основные методы борьбы с вибрацией делятся на две группы:

- снижение вибрации в источнике ее возникновения, необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивание ослабевших соединений, своевременно смазывать вращающиеся детали;
- уменьшение параметров вибрации по пути ее распространения от источника виброизоляция, которая заключается в уменьшении передачи колебания от вибрирующего устройства к защищаемому объекту помещением между ними упругих устройств. Эти устройства называются виброизоляторами.

Таблица 5.3 – Гигиенические нормы уровней виброскорости ГОСТ 12.1.012-2012 [25]

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	—	108	99	93	92	92	92	—	—	—	—
Локальная вибрация	—	—	—	115	109	109	109	109	109	109	109
Общая транспортная:											
вертикальная	132	123	114	108	107	107	107	—	—	—	—
горизонтальная	122	117	116	116	116	116	116	—	—	—	—

В качестве коллективных средств защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручкавицы [1].

5.1.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Движущиеся машины и механизмы различного оборудования.

При проведении работ используются буровая установка (БУ-3000-ЭУК-1) и автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу таковых относятся: проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-2009 [13] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь определенные размеры (таблица 5.4) и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону.

Таблица 5.4 – Размеры и диаметры ограждений (ГОСТ 12.2.062-2009) [13]

Диаметр окружности, вписанной в отверстие решетки (сетки), мм	Расстояние от ограждения до опасного элемента, мм
До 8	Не менее 15
Св. 8 до 10	Св. 15 до 35
" 10 " 25	" 35 " 120
" 25 " 40	" 120 " 200

Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением. Плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов производится в соответствии с ГОСТ 12.2.003-91 [2].

Острые кромки, заусеницы и шероховатость на поверхности инструментов.

Этот опасный фактор необходимо учитывать при проведении опробовательских работ, так как отбор проб будет осуществляться с помощью специальных инструментов, таких как зубило, молоток и кайло.

Основная опасность заключается в вероятности зацепки телом или одеждой за острую кромку или заусенец инструмента и получения травмы вплоть до смертельного исхода.

Основными мерами предосторожности являются соблюдение техники безопасности при работе с инструментами:

- работа в специальных перчатках и очках (так как отлетающие кусочки могут попасть в глаза), соблюдение формы одежды;
- использование исправного инструмента (рукоятка молотка должна быть целой, не треснутой, быть хорошо зафиксирована в бойке);
- проверять и по необходимости ремонтировать инструмент;
- при выполнении работ с инструментом быть предельно внимательным.

Электрический ток.

Буровая установка относится к помещениям с повышенной опасностью поражения людей электрическим током [33], так как характеризуется наличием

следующих условий: металлические полы; влажность, прерывающая 75% (на отдельных участках буровой установки).

Электрические травмы представляют собой местные поражения тканей и органов. К ним относятся электрические ожоги, электрические знаки и электрометаллизация кожи, механические повреждения в результате произвольных судорожных сокращений мышц при протекании тока.

Буровая подключена к ЛЭП, так как для работы станка, насоса, лебедки и прочего необходим электрический ток.

При работе с электрическим током нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-2001 [15], ГОСТ 12.1.038-2001 [16]).

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы. Кабель, соединяющий оборудование станции с электросетью подвешивается на высоте не менее 0,5 м и располагается в стороне от проходов и дорог. Если необходимо проверить на поверхности исправность скважинного прибора, разрешается подавать напряжение в схему только после предупреждения об этом работников партии.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- устройством защитного заземления;
- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- применением защитных средств при обслуживании электроустановок (переносные указатели напряжения, токоизмерительные клещи, брезентовые рукавицы и т.п.);
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки (присваивается классификационная группа I – V по технике безопасности).

Для защиты от поражения электрическим током делается надежная изоляция пускорегулирующих аппаратов, автоматики и цепей автоматического электропривода, также используется система заземления, которая представляет собой контур шнуровых заземлений. Общее сопротивление заземления не должно превышать 4-х Ом для обеспечения безопасности работ. Для защиты от разрядов статического электричества, необходима спецодежда и средства индивидуальной защиты для безопасной работы в полевых условиях.

Аппараты, работающие под давлением.

Особую опасность на буровой установке несет буровой насос и гидросистема. Поэтому буровой насос должен быть иметь контрольно-измерительную аппаратуру.

Буровые насосы и их обвязка, компенсаторы, трубопроводы, шланги и сальники перед вводом в эксплуатацию и после каждого монтажа должны быть опрессованы водой на полуторное расчетное максимальное давление, предусмотренное геолого-техническим нарядом, но не выше максимального рабочего давления, указанного в техническом паспорте насоса. Предохранительный клапан насоса должен срабатывать при давлении ниже давления опрессовки.

Мероприятия по предотвращению производственного травматизма включают:

- обеспечение администрацией выполнения всего комплекса профилактических мер, требуемых правилами безопасности и, в первую очередь, проведение всех видов обучения, инструктаж по охране труда с трудящимися сотрудниками;
- использование на всех видах работ, где это необходимо, предохранительных поясов, защитных очков, рукавиц, резиновых перчаток и других средств индивидуальной защиты;
- оформление плакатов, предупреждающих надписей, других средств наглядной агитации по промышленной безопасности и охране труда [34].

5.2 Экологическая безопасность

При бурении нефтяных скважин в окружающую среду поступает большое количество веществ различной степени токсичности, которые оказывают значительный вред всем компонентам окружающей среды [31].

Постоянными источниками загрязнения атмосферы, почвы, подземных и поверхностных вод являются шламовые амбары, которые представляют собой природоохранные сооружения, предназначенные для централизованного сбора, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов бурения нефтяных скважин.

При строительстве амбаров вырубаются деревья, кустарники, уничтожается надпочвенный покров, происходит отчуждение земель. Шламовые амбары с токсичным буровым шламом выводят из оборота значительные площади земель.

Общие объемы отходов зависят от применяемой технологии бурения, глубины и продолжительности строительства скважины, систем водоснабжения и водоотведения, природно-климатических факторов и т. д [31].

Буровые отходы представлены следующими основными разновидностями: выбуренные породы, отработанные буровые растворы, буровые сточные воды и их отстой, буровой шлам [31].

Важнейшее место в создании здоровых и безопасных условий труда, снижение трудоёмкости процессов и повышение культуры производства занимает выполнение мероприятий по охране труда, промышленной и экологической безопасности.

Соблюдение стандартов качества, промышленной экологической безопасности является обязанностью всех сотрудников компании и подрядных организаций ГОСТ 17.1.313-86 [26], ГОСТ 17.2.1. 03-84 [27], ГОСТ 17.4.3.04-85 [85].

Земельные ресурсы.

По окончании бурения скважины необходимо провести рекультивацию, представляющую собой комплекс мероприятий, направленных на

восстановление земельных отводов, нарушенных производственной деятельностью, для дальнейшего землепользования.

На участке работ проводится как горнотехническая, так и биологическая рекультивация.

Горнотехническая рекультивация включает в себя подготовку освобождающейся от буровых работ территории для дальнейшего землепользования:

- отработанный глинистый раствор вывозится для дальнейшего использования на других скважинах и регенерируется;
- оборудование и железобетонные покрытия демонтируются и вывозятся;
- перекрытия амбаров для сброса шлама и нефти засыпаются слоем грунта не менее 0,6 м;
- земельные отводы, нарушенные производственной деятельностью, покрываются почвенным слоем и дерном;
- откосы в горных местностях укрепляются битумными эмульсиями, силикатными слоями, плетнями и засыпаются привозным грунтом слоем не менее 0,1 м.

Биологическая рекультивация предполагает мероприятия по восстановлению плодородия нарушенных земель, их озеленение и возвращению в сельскохозяйственное и лесное пользование.

Проектирование и проведение работ по рекультивации осуществляется в соответствии с инструкциями или техническими условиями, согласованными с местными сельско-, лесо- или водохозяйственными органами.

Водные ресурсы.

С целью охраны водного и животного мира не допускается химический отлов рыбы, отстрел птицы и зверя.

Дизельные станции, гаражи и мастерские для ремонта техники планируются, покрываются подушкой из гравия и песка, снабжаются поддонами для сбора ГСМ. Склад ГСМ будет удален от реки, окопан и

огорожен. Емкости для перевозки ГСМ снабжаются поддонами и герметически закрываются. Отработанные масла собираются в специальные емкости и вывозятся за пределы базы.

Лесные ресурсы.

При производстве работ будут максимально использованы старые дороги. Для предотвращения пожаров весь персонал инструктируется о безопасности ведения работ в лесу, автотранспорт, тракторная техника оборудуются искрогасителями.

Атмосфера.

Источники выбросов загрязняющих веществ (оксид углерода, оксиды азота, углеводороды, сажа, диоксид серы, глинопорошок, цемент, сероводород) в атмосферу – экскаватор, буровые установки и обслуживающий автотранспорт, будут характеризоваться постоянным изменением местоположения, количеством одновременно работающих источников, а также различным режимом и временем работы.

Отсутствие вблизи участка промышленных предприятий, загрязняющих атмосферный воздух и небольшие перепады высот, будут способствовать рассеиванию вредных веществ в воздушных потоках.

Таким образом, загрязнение атмосферы при производстве работ будет иметь локальный и кратковременный характер и при условии соблюдения норм эксплуатации машин и механизмов не окажет существенного влияния на природную среду.

С целью уменьшения негативного воздействия на атмосферный воздух предусматриваются следующие мероприятия технического характера:

- поддержание техники и автотранспорта в исправном состоянии за счет проведения в установленное время техосмотра, техобслуживания и планово-предупредительного ремонта;

- запрещение эксплуатации техники и транспорта с неисправными или не отрегулированными двигателями, использование несоответствующего стандартам топлива;

- недопущение скопления техники и автотранспорта в большом количестве на ограниченной территории;

- обустройство поддонов для сбора пролитого ГСМ, с целью локализации поверхности свободного испарения при непреднамеренном разливе топлива.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе сооружения разведочно-эксплуатационной скважины возможно возникновение таких чрезвычайных ситуаций, как пожар на складе ГСМ, в жилом городке; фонтанирование скважин в результате газонефтеводопроявления.

Возникновение газонефтеводопроявления при сооружении скважин может быть обусловлено:

- продавливанием соединительных швов колонны за счет давления рабочего раствора;

- неверными действиями при выполнении спуско-подъемных работ;

- несоблюдением рекомендуемого временного интервала между циклами работ;

- освоением пластов с высоким содержанием воды и газа, растворенного в жидкости и др.

Основными признаками возникновения газонефтеводопроявления являются повышение количества промывочной жидкости, наличие постоянного газового потока в жидкости, снижение плотности рабочей жидкости, изменение давления в буровых насосах и другие.

При появлении первых признаков газонефтеводопроявления необходимо срочно принимать меры по их ликвидации. Во-первых, нужно прекратить добычу нефти из проблемной скважины, во-вторых, для предупреждения осложнений от ГВНП и на соседних скважинах при наличии интенсивной разработки нефтеносного пласта.

При обнаружении ГНВП буровая бригада должна выполнить герметизацию устья, ствола и канала скважины, а также проинформировать руководство.

Ликвидация ГНВП производится с применением спецоборудования, которое позволяет спустить в ствол бурильные трубы в условиях высокого давления. Если при спуске оборудования вследствие газонефтеводопроявления возникает фонтанирование, то принимаются меры по его глушению в соответствии с аварийным расписанием. Для перекрытия скважины применяется баритовая пробка, создающая непроницаемый экран в пластах.

После выяснения истинной причины возникновения ГВНП необходимо выбрать наиболее эффективный метод действий:

1) ступенчатое глушение скважины используется в случае превышения давления в колонне перед дросселем значения, максимально допустимого для колонны;

2) двухстадийное глушение скважины, при котором на первой стадии выполняются действия по заглушке скважины, а на второй - провести замену рабочей жидкости;

3) ожидание утяжеления скважины, в случае которого производят остановку нефтедобычи, перекрывают скважину и приготавливают раствор с необходимой плотностью.

Обнаружение ГНВП на ранних стадиях позволяет с большой вероятностью предотвратить развитие осложнений и, соответственно, простоев в работе, поэтому необходимо обеспечивать эффективный контроль внешних датчиков давления, плотности и объема рабочей жидкости [30].

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в Федеральном законе Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123 – ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Причинами возникновения пожаров являются неосторожное обращение с огнем, неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования, неисправность производственного оборудования, нарушение технологического процесса и другие (ГОСТ 12.1.004-91[17]).

По взрыво- и пожароопасности объекты нефтяной и газовой промышленности относятся к категории «А», так как имеют наличие следующих условий: склад горюче-смазочных материалов; сопровождение технологических процессов высокими давлениями и температурами; применение технологических процессов, при которых используют взрыво- и пожароопасные вещества (бурение с применением растворов на нефтяной основе); образование взрывоопасных смесей нефтяных паров и газов с воздухом; механические и электрические искры, заряды статического и атмосферного электричества, нагретые поверхности.

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнять следующие требования:

- территория вокруг буровой в радиусе 50 м должна быть очищена от травы, валежника, листьев;
- площадки вокруг наземных сооружений должны быть выровнены и не иметь препятствий для передвижения людей и пожарного транспорта;
- топливная емкость для двигателей внутреннего сгорания, а также смазочные материалы должны располагаться не ближе 15 м от буровой;
- запрещается пользоваться на буровой факелами, спичками, свечами, керосиновыми факелами. На территории буровой запрещается разведение костров, сжигание мусора, выжигание травы. Курение разрешается только в специально отведенных для этого местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: "Место для курения";
- электрические машины, оборудование, приборы, применяемые во взрывоопасных местах, должны отвечать требованиям "Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования;
- во избежание разрушений, загораний и взрывов при прямых ударах

молнии должна устанавливаться молниезащита в соответствии с СИ 305-87 "Инструкция по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений". Запрещается во время грозы производить работы на буровой вышке, а также находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств молниезащиты;

– для борьбы с проявлениями вторичных воздействий молний, а также статического электричества технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны заземляться;

– двумя пожарными стояками диаметром 50-60 мм, установленными в 15-20м от помещений насосной и со стороны мостков буровой в 75-100м от водопровода;

– тремя пожарными рукавами и двумя переводниками диаметром 50 - 60 мм (длина одного рукава не менее 20 м);

В результате возникновения пожара или взрыва, человек подвергается воздействию токсичных продуктов горения, огня и лучистых потоков, дыма (воздействует на слизистые оболочки), недостаток кислорода, вызывающий ухудшение двигательной функции, ранение осколками, химические ожоги, отравления.

Для быстрой ликвидации возможного пожара буровая бригада должна иметь средства пожаротушения: огнетушитель (порошковый или пенный), ведро пожарное, топоры, ломы, ящик с песком емкостью 0,5 м³ , бочку с водой на 250-300 л.

К средствам индивидуальной защиты при пожаре относят противогаз, огнезащитные накидки, пожарные костюмы, противогазоаэрозольный респиратор.

Система организационных и технических мероприятий, а также средств по предупреждению пожаров установлена системой государственных стандартов ГОСТ 12.1.004 – 96 [17] и ГОСТ 12.1.010 – 96 [19].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2–14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Все рабочие, специалисты и студенты-практиканты при работе в районах, опасных по эпидемическим заболеваниям, подлежат обязательным предохранительным прививкам в порядке, устанавливаемом Министерством здравоохранения Российской Федерации.

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы не реже одного раза в 6 месяцев – повторный;
- при введении в действие новых или переработанных правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, приспособлений и инструмента, нарушении требований безопасности труда, которые могут привести или привели к травме или аварии, перерывах в работе более чем 60 календарных дней – внеплановый.

Работа в условиях повышенной опасности должна производиться по наряду-допуску с указанием необходимых мер безопасности. Перечень работ, на выполнение которых необходимо выдавать наряд-допуск, и лица, уполномоченные на их выдачу, утверждаются главным инженером предприятия [32].

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При проведении буровых работ буровые установки обеспечиваются контрольно-измерительной аппаратурой, средствами механизации и автоматизации, согласно существующим требованиям [27]. Буровые площадки должны иметь соответствующие размеры для размещения оборудования и проезда транспорта. Перед началом опасных работ (перевозка вышки, ликвидация аварий и осложнений и т.д.) буровым мастером (или лицом, его заменяющим) проводится дополнительный инструктаж по безопасному ведению работ.

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

6.1 Основные проектные данные на строительство скважины

Фёдоровское нефтяное месторождение расположено в ХМАО Тюменской области в 50 км от г. Сургута. Территория заселена слабо и приравнена к районам Крайнего Севера.

Таблица 6.1 – Основные проектные данные

Месторасположение	ХМАО
Площадь (месторождение)	Фёдоровское
Расположение	Суша
Цель бурения	Разведочное
Назначение скважин	Разведочно-эксплуатационная
Проектный горизонт	Тюменский
Проектная глубина, м	3158
Вид скважины	Наклонно направленная
Способ бурения	Турбинно-роторный
Вид привода	Дизель-электрический
Вид монтажа (первичный, повторный)	первичный, повторный, передвижка
Буровая установка	БУ-3000 ЭУК
Подготовительные работы к строительству скважины	2 суток
Время бурения	30,1 суток
Время крепления	1,5 суток
Общая продолжительность строительства скважины	31,6 суток

6.2 Структура и организационные формы бурового предприятия

Бурение и крепление скважины будет производить специализированная бригада, работающая вахтовым методом с круглосуточным режимом работы.

Продолжительность вахты – 14 суток. На буровую бригады будут доставляться из г. Сургут, для этого используются автобус и вахтовый автомобиль УРАЛ-43206. Работа будет осуществляться двумя буровыми вахтами.

Работа проектируется вести в 2 смены. Продолжительность смены – 12 часов. В день приезда вахта принимает буровую и делится на 2 смены. Первая смена выходит в день сразу после заезда на буровую. Инженерно-технические

работники (ИТР) получают месячный тариф, но не получают доплаты за ночное время работы.

Также все работники буровой получают доплату к месячному тарифу 3,3% за работу в праздничные дни. Премии, в размере 40% от месячного тарифа со всеми доплатами, получают все работники основного состава буровой, а также ИТР.

Таблица 6.2 – Состав буровой бригады

Наименование должностей	Количество человек	Разряд	Часовые рабочие ставки предприятия (руб.)
Основной состав			
Бурильщик	4	6	62,3
Помощник бурильщика	8	5	59,6
Помощник бурильщика	4	4	48,9
Электрик	4	5	45,2
Слесарь	4	5	45,2
Вспомогательный состав			
Повар	2	4	21,4
Кухонный работник	2	3	18,5
Сварщик	2	5	39,2
Машинист ЦА-320, СМН-20	4	6	35,4
Тракторист	2	6	30,1
ИТР			
Мастер буровой	2	-	94,0
Инженер по растворам	2	-	50,9
Геолог	2	-	48,3
Технолог	2	-	90,0

6.3 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативная продолжительность цикла строительства скважин складывается из отдельных составляющих его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- освоение скважины.

1) Расчет нормативного времени на механическое бурение:

$$T_H = T_M^{iM} H, \quad (6.1)$$

где T_H – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала; T_M^{iM} – нормативное время на механическое бурение одного метра данного интервала (из местных норм), час; H – количество метров в интервале, м.

Таблица 6.3 – Расчет нормативного времени на механическое бурение

Интервал	Количество метров в интервале, H	Норм время на мех бурение одного метра данного интервала	Норм время на мех бурение рассчитываемого интервала
0 – 770	770	0,03	23,1
770 – 3080	2310	0,045	103,95
3080 – 3180	100	0,055	5,5
Итого:			132,5

2) Расчет нормативного количества долбления по каждому интервалу:

$$n = \frac{H}{H_d}, \quad (6.2)$$

где n – нормативное количество долблений; H – количество метров в интервале, м; H_d – проходка на долото (из местных норм).

Таблица 6.4 – Расчет нормативного количества долблений

Интервал	Количество метров в интервале, H	Проходка на долото, H_d	Нормативное количество долблений, n
0 – 770	770	670	1,1
770 – 3080	2310	580	3,9
3080 – 3180	100	350	0,3
Итого:			5,3

3) Расчет количества свечей по интервалам:

$$N = L_T / L_{CB}, \quad (6.3)$$

где L_T – длина бурильных труб, м; L_{CB} – длина одной свечи, м.
 $L_{CB} = 24$ м;

$$L_T = L_C - L_H, \quad (6.4)$$

где L_C – глубина спуска бурового инструмента, м; L_H – длина неизменной части бурильного инструмента, м;

$$L_C = L_K - L_n, \quad (6.5)$$

где L_K – глубина спуска колонны, м; L_n – длина цементного стакана, м.

4) Расчет нормативного времени на СПО по интервалам:

$$T_C = T_C^{ic} \frac{N_C}{60}, T_{II} = T_{II}^{ic} \frac{N_{II}}{60}, \quad (6.6)$$

Таблица 6.5 – Расчеты нормативного времени на СПО

Интервал	T_C^{ic}	T_{II}^{ic}	N_C	N_{II}	T_C	T_{II}
0 – 770	1,6	1,7	31	31	0,83	0,88
770 – 3080			127	127	3,39	3,6
3080 – 3180			132	132	3,52	3,74

5) Расчет нормативного времени на наращивание:

$$T_H = T_H^l \cdot N_H, \quad (6.7)$$

где T_H^M – нормативное время на одно наращивание, 0,1 час;

N_H – количество наращиваний, которое определяется по формуле;

$$N_H = \frac{H-d}{L_T}, \quad (6.8)$$

где H – длина интервала, м; d – длина неизменной части инструмента, м;

L_T – длина трубы, м.

Таблица 6.6 – Расчет нормативного времени на наращивание

Интервал	Длина интервала, Н	Длина неизменной части инструмента, м	Длина трубы, L_T , м	Количество наращиваний	Нормативное время на наращивание
0 – 770	770	35	24	30,63	3,1
770 – 3080	3080	35	24	126,88	12,7
3080 – 3180	3180	35	24	131,04	13,2

Таблица 6.7 – Нормативная продолжительность строительства скважины

Наименование	Интервал, м		Типоразмер долота, мм	Количество рейсов	Время механического бурения, ч		Спуск инструмента		Подъем инструмента		Наращивание, ч	Время на подготовительно-заключительные работы
	от	до			1 м	Интервала	Кол-во свечей, шт	Время, ч	Кол-во свечей, шт	Время, ч		
Кондуктор	0	770	393,7М-ГВУ-R227	1	0,03	23,1	31	0,83	31	0,88	3,1	0,59
Эксплуатационная колонна	770	3080	БИТ-295,3С	1	0,045	103,95	127	3,39	127	3,6	12,7	1,7
Хвостовик	3080	3180	БИТ-188,9/80С	1	0,055	5,5	132	3,52	132	3,74	13,2	0,14
Всего:					0,13	132,6		7,74		8,22	29	2,43

Рассчитываем фонд оплаты труда (ФОТ):

$$\text{ФОТ} = \text{Основная ЗП} + \text{Дополнительная ЗП:}$$

Рассчитываем дополнительную заработную плату:

$$\text{Доп. ЗП} = 7,9\% \text{ от основной (отпускные)}$$

$$\text{Доп. ЗП} = 0,079 \cdot 2526900 = 199,6 \text{ т. руб.}$$

$$\text{ФОТ} = 199625,1 + 2526900 = 2726 \text{ т. руб.}$$

Социальные отчисления равняются 30% от ФОТ:

$$\text{СС} = 0,3 \cdot 2726525,1 = 818 \text{ т. руб.}$$

В том числе: ПФР (22%):

$$\text{ПФР} = 0,22 \cdot 2726525,1 = 600 \text{ т. руб.}$$

$$\text{ФСС (2,9\%)} = 0,029 \cdot 2726525,1 = 79 \text{ т. руб.}$$

$$\text{ФОМС (5,1\%)} = 0,051 \cdot 2726525,1 = 139 \text{ т. руб.}$$

Амортизационный отчисления:

Расчет производим по формулам заносая данные в таблицу 6.7:

Таблица 6.7 – Расчет амортизационных отчислений

Основные средства	Количество	Ст-ть тыс. руб.	Срок службы (год)	НА (%)	Т _{раб.} (мес)	Ст-ть всего тыс.руб.	АО (год) тыс. руб.	АО (мес.), тыс. руб.	АО на скв. тыс. руб.
Буровая установка	1	330000	15	6,67	2,2	330000	22011	1834,3	4035,4
Цем. агрегат	3	4000	12	8,34	2,2	12000	1000	83,4	18,3
Вагон столовая	1	320	10	10	2,49	320	32	2,6	6,4
Баня	1	280	10	10	2,49	280	28	2,3	7,9
Сушилка	1	250	10	10	2,49	250	25	2	4,9
Кран	1	20000	15	6,67	2,49	20000	1340	112	278,8
Экскаватор	1	5000	15	6,67	2,49	5000	334	27,9	69,4
Вагон-домик	7	150	10	10	2,49	1050	105	8,8	21,9
Грузовик	1	2200	15	6,67	2,49	2200	147	12,3	30,6
Бульдозер	1	4000	15	6,67	2,49	6000	400	33,4	83,2
Итого:						377100	25422	2118,5	4557

Материальные затраты:

Таблица 6.8 – Затраты электроэнергии

Электроприборы и электрооборудование	Кол-во	Мощность единицы, кВт	Рабочее время, часы	Итого мощность, кВт
Буровая лебедка	1	550	450	247500
Буровой ротор (привод ротора)	1	180	450	81000
Буровой насос (1й)	1	600	350	210000
Буровой насос (2й)	1	600	350	210000
Циркуляционная система	1	405	350	141750
Освещение вагонов	24	0,1	230	552
Плиты в столовой	3	5	170	2550
Обогрев вагонов	12	2	450	10800
Наружное освещение				12000
Итого:				916152

Издержки на электроэнергию = $916152 \cdot 1,54 = 1410$ тыс. руб.

Таблица 6.9 – Затраты на ГСМ

Оборудование и материалы	Расход в сутки л/сут.	Расход всего, литр.	Цена за 1 литр, руб.	Итого, тыс. руб.
Дизельное топливо	2170	162750	39	6347,25
Масло	500	15000	180	2700
Итого:				9047,25

Таблица 6.10 – Затраты на долота

Долота	Количество единиц	Цена за единицу, руб.	Итого, руб.
393,7М-ГВУ-R227	1	107000	107000
БИТ-295,3С	1	475000	475000
БИТ-188,9/80С	1	530000	530000
Итого:			1112000

Таблица 6.11 – Затраты на химические реагенты

Наименование материала	Масса (кг)	Масса (тонн)	Цена за единицу веса (за 1кг)	Цена (руб.)
Бентонит	9000	9	9,4	84600
Кальцинированная сода	113	0,113	5	565
КМЦ	370	0,37	29,3	10841
Каустическая сода	226	0,226	4,8	1084,8
Гипан	226	0,226	4	904
Итого:				97994,8

Таблица 16.4.8 – Сводная таблица материальных затрат

Вид затрат	Цена затрат, тыс. руб.
ГСМ	9047,25
Долота	1112
Хим. реагенты	97,994
Электроэнергия	1410
Итого:	11667,2

Считаем сметную стоимость с НДС:

$$(\text{ФОТ} + \text{АО} + \text{Мат. Зат}) \cdot 1,18 = (2726 + 4557 + 11667,2) \cdot 1,18 = 22361 \text{ т.руб}$$

Вывод: в ходе выполнения работы была рассчитана сметная стоимость, проектируемых геологоразведочных работ на Фёдоровском месторождении, которая составила 22361 т.руб. Также были рассчитаны сроки проведения работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте были разработаны технологические решения на строительство разведочно-эксплуатационной скважины на Фёдоровском нефтяном месторождении. В данной работе было представлено: обоснование технологии и техники сооружения скважины; расчетные режимные параметры для каждого интервала бурения; подбор соответствующей буровой установки и оборудования; поиск вредных и опасных факторов, воздействующих на буровую бригаду во время проведения работ, и мероприятия по их устранению; расчёт сметной стоимости сооружения скважины.

В специальной части проекта была рассмотрена проходка направленной скважины. Были выявлены достоинства и недостатки данного метода и приведена классификация наклонных скважин. Были изучены средства для проходки интервалов наклонной скважины.

Список используемых источников:

- 1 Проектная Документация СургутНИПИНефть на разработку Фёдоровском 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 Ганджумян Р.А. Практические расчёты в разведочном бурении. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1989. – 253 с.;
- 4 Чернышев С.А. Отчет по производственной практике ОАО «СургутНефтеГаз» 2017 г.;
- 5 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.;
- 6 Булгаков Е. С, Арсентьев Ю. А., Ганджумян Р.А., Сердюк Н. И., Старцев О. И., Тунгусов А.А. Грузоподъемные устройства, механизмы вращения и подачи буровых установок.: – М.: Российский государственный геологоразведочный университет, 2007. – 424 с.: ил. – 168, табл. – 65, библиогр. назв. – 22.;
- 7 Сулакшин С. С., Брылин В. И., Редутинский Л. С., Филиппов В. Н. Пути совершенствования отбора керна при бурении скважин на нефть и газ в палеозойских отложениях в условиях Новосибирской и Томской областей // – В сб.: Технология и техника геологоразведочных работ в Сибири. – Томск, 1981, с. 116 – 119.;
- 8 Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: Учебник. — 2-е изд. — М.: ИНФРА-М; Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. — с 336.

9 Сулакшин С. С., Брылин В. И., Редутинский Л. С., Филиппов В. Н., Лычев В. Н. Для отбора керна в сложных геологических условиях. – Экспресс-информация. Серия Бурение. Вып. 2. – М.: ВНИИ ОЭНГ, 1987. – С. 1–4

10 Сулакшин С. С., Брылин В. И., Редутинский Л. С. Патент РФ № 1106891 МКИ Е21 В 25/00. Колонковый снаряд // – Приоритет 12.1.83, зарегистрирован в Государственном реестре изобретений 14 мая 1993г.

11 А.с. № 1225896 СССР МКИ Е 21 В 25/00. Колонковый снаряд / Сулакшин С. С., Брылин В. И., Редутинский Л. С., Филиппов В. Н., Лычев В. Н. – Оpubл. БИ №15 от 23.04.86.

12 Свидетельство на полезную модель №11826 МКИ Е 21 В 25/00. Устройство для накопления и доставки шаров в колонковый снаряд / Брылин В.И., Будюгин С.Н. – Оpubл. БИ №11 от 16.11.99.

Нормативные документы:

13 ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. – Оборудование производственное. Ограждения защитные;

14 11 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. – Оборудование производственное. Общие требования безопасности;

15 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. – Защитное заземление, зануление;

16 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. – Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов;

17 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. – Пожарная безопасность. Общие требования;

18 НПБ 105-03 – Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;

19 ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. – Взрывобезопасность. Общие требования;

20 12.0.003-74 ССБТ. – Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;

- 21 СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1996;
- 22 Р 2.2.2006-05 – Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса;
- 23 РД 1.14-127-2005 – Естественное и искусственное освещение;
- 24 ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. – Шум. Общие требования безопасности;
- 25 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. – Вибрационная безопасность. Общие требования;
- 26 ГОСТ 17.1.313-86 ССБТ – Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения;
- 27 ГОСТ 17.2.1 03-84 ССБТ – Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения;
- 28 ГОСТ 17.4.3.04-85 ССБТ – Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения;
- 29 ГОСТ 12.2.020-76 – Электрооборудование взрывозащищенное;
- 30 Газонефтеводопроявления: признаки и причины возникновения ГНВП [Электронный ресурс] Режим доступа – <http://blog.tran.su/goods/oil-gas-water-shows/> Дата обращения: 17.05.2018;
- 31 Оценка воздействия бурового шлама на окружающую природную среду [Электронный ресурс] Режим доступа – <http://www.moluch.ru/archive/56/7564/> Дата обращения: 28.05.18;
- 32 Трудовой Кодекс РФ – «Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»;
- 33 П 1.1.10-1.1.18 – Правила устройства электроустановок;
- 34 ПБ 08-37-2005 «Правила безопасности при геологоразведочных работах»;
- 35 П-44-16.1-00-01 Положение «О порядке организации безопасного ведения одновременного производства буровых работ, освоения, реконструкции, эксплуатации и ремонту скважин на кусте».

Приложение